

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА**ОБЗОР ВЗГЛЯДОВ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ВАЛАНЖИН-ГОТЕРИВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО МЕГАБАССЕЙНА****С.В. Арефьев**Научный руководитель доцент А.В. Ежова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассмотрена история становления представлений о геологическом строении продуктивных пластов неокомского комплекса. Приведены различные точки зрения разных исследователей на условия формирования неокомских отложений, последовательно сменяющие друг друга на всем протяжении изучения геологии Западно-Сибирской плиты.

Известно, что основным объектом добычи нефти в Западной Сибири (около 90 %) является неокомский комплекс платформенного разреза. Его изучением долгие годы занимались такие ученые, как И.И. Нестеров, А.М. Брехунцов, М.Я. Рудкевич, Ф.Г. Гулари, Н.Н. Ростовцев, О.М. Мкртчян, В.И. Шпильман, Л.Я. Трушкова, А.Л. Наумов и другие [1]–[17].

Неоком, в отличие от других комплексов, является не только наиболее значимым, но и весьма сложным по своему строению. Сложность строения комплекса является основной причиной различных точек зрения на условия его формирования. Соответственно, разрабатываются различные модели строения и карты прогноза нефтегазоносности неокомских отложений, технологические схемы разработки. По условиям формирования отложений можно выделить три принципиально различные точки зрения. Более ранняя модель предусматривала строго горизонтально-слоистое строение неокома, затем появились представления о косослоистом, кулисообразном строении неокомских отложений и, наконец, новым этапом в познании неокомской толщи явились представления о клиноформном строении, которые в последние годы стали господствующими [1], [7].

Вопросы стратификации и генезиса неокомских отложений являются общезначимыми в понимании природных явлений и постоянно представляют собой предмет научных исследований.

Эволюция взглядов на условия формирования неокома на сегодняшний день прослеживается только в общем виде в изменениях, отраженных в периодически уточнявшихся стратиграфических схемах мезозоя Западной Сибири. В истории геологических исследований стратификация мезозоя с 1956 по 1990 гг. уточнялась и принималась на пяти межведомственных стратиграфических совещаниях. По утвержденным межведомственным стратиграфическим комитетом схемам для начального периода изучения региона границы свит юры и неокома представлялись изохронными. Соответственно представлялась модель мелководно-морского и континентального генезиса песчаных пластов неокома с субгоризонтальным их залеганием. Согласно этому, неокомские пласты характеризовались покрывным распространением по площади и прослеживались с востока на запад на значительные расстояния. К западу происходило последовательное замещение пластов песчаников глинами, начиная с нижних пластов в разрезе. Полное замещение песчаных пластов глинами завершалось в районе Надымской и Ханты-Мансийской впадин.

Н.Н. Ростовцевым [14] было предложено выделять в разрезах мезозойских и кайнозойских отложений низменности ряд характерных литолого-фациальных толщ, названных им слоями, а затем переведенных в ранг свит, подсвит и пачек. Это предложение было поддержано большинством геологов. В связи с этим в решения Ленинградского (1956 г.) и Новосибирского (1960 г.) стратиграфических совещаний наряду с унифицированной схемой, составленной в соответствии с подразделениями общей биостратиграфической шкалы, была включена региональная корреляционная схема, отражающая взаимоотношения местных стратиграфических подразделений: горизонтов, свит, подсвит, пачек, а также их литологический состав и мощности.

Представления о горизонтально-слоистом строении неокома сформировались на самых ранних стадиях его изучения и существуют до настоящего времени.

Л.Я. Трушкова одна из первых предприняла попытку построения детальной схемы стратификации неокома центральных районов Западной Сибири [15]. По её мнению горизонтально лежащие свиты латерально замещают друг друга. Л.Я. Трушковой было убедительно показано, что песчаные пласты тарской, мегионской и вартовской свит (B₁–B₁₅) ступенчато омолаживаются с юго-востока на северо-запад от низов валанжина до готерива. На представленной схеме песчаные пласты показаны лежащими горизонтально в виде изолированных или объединяющихся на востоке геологических тел. В данной статье Л.Я. Трушкова принципиально указывает на то, что песчаные пласты и пачки не имеют регионального распространения.

Одними из наиболее значимых работ были исследования, выполненные Л.Я. Трушковой по территории Обь-Иртышского междуречья [16], [17]. Определяющими результатами исследований были: вывод о несинхронности стратиграфических границ неокома и кулисообразном распространении пластов в направлении с юго-востока на северо-запад, а так же об отсутствии сплошного распространения этих пластов в пределах исследованной области.

Л.Я. Трушкова в своей работе указывает на закономерность ступенчатого и кулисообразного залегания песчаных и глинистых пластов в прибрежных и мелководно-морских отложениях неокома и на то, что они испытывают сильное возрастное «скольжение». Подобная закономерная направленная миграция фаций обусловлена образованием их в прибрежных и мелководных условиях медленно регрессирующего в северо-западном направлении морского бассейна.

Таким образом, признание возрастного «скольжения» границ свит в региональном плане, прежде всего омоложение в западном направлении, предполагало синхронность границ пластов неокома, начиная с ачимовской толщи.

Принципы корреляции, предложенные Л.Я. Трушковой, долгие годы использовали геологи при корреляции неокомских отложений. Представления о горизонтально-слоистом строении песчано-алевролитовых пластов этой толщи

до настоящего времени разделяют многие исследователи, среди которых И.И. Нестеров, А.П. Соколовский, Б.А. Онищенко, Т.Ф. Колмаков, В.С. Старосельцев, А.Е. Еханин, Ю.В. Брадучан и др.

Заслуживающие внимания представления о горизонтально-слоистом строении неокома были высказаны Ю.В. Брадучаном в 1973 г., а также А.Е. Еханиным и др. в 1978 г. Согласно предложенной ими модели в условиях морского мелководья происходило характерное для платформ субгоризонтальное осадконакопление неокомских отложений. В пользу этой модели свидетельствуют многочисленные признаки опресненного с незначительными глубинами бассейна седиментации, пологий рельеф дна, к которому только условно можно применять термины обстановок седиментации морского бассейна [1].

Горизонтально-слоистая модель неокома сохранилась и в стратиграфической схеме 1978 г. Ее использование, как основы для прогнозирования нефтегазоносности территории Западно-Сибирского бассейна, соответствовало результатам геологоразведочных работ того времени. Именно в период до 80-х годов XX века состоялись наиболее значимые открытия. В частности, в Среднем Приобье было выявлено большинство известных в настоящее время залежей.

По мере увеличения объема геологоразведочных работ в Западно-Сибирской низменности и открытия в ней новых месторождений нефти и газа и других полезных ископаемых, все более выявлялась необходимость составления максимально детальных схем стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений. Практика требовала выделения и прослеживания в разрезах, выяснения закономерностей изменения литологии, фациальных особенностей и мощностей не только свит, подсвит и пачек, но даже отдельных пластов продуктивных толщ.

В этот период были высказаны предположения, обоснованные в основном по палеонтологическим данным, о возрастном, до нескольких ярусов, «скольжении» границ некоторых свит и пачек [6].

По мере повышения изученности территории соответственно появлялись новые данные, по которым одноименные отложения, выделенные в результате скважинной корреляции, характеризовались последовательным омоложением возраста с востока на запад. Соответственно этому предлагались уточнения к стратификации неокома, имевшие в своей основе принципиальные положения об условиях образования осадков.

Во второй половине 1970-х годов А.Л. Наумовым была обоснована и разработана принципиально новая косослоистая модель строения разреза неокома Западно-Сибирского палеобассейна. А.Л. Наумов впервые показал графически, что неокомские пласты не только скользят по возрастной вертикали, что уже ранее отмечалось другими специалистами, но и имеют наклон к западу, налегая друг на друга [12] (рис. 1).

Начавшийся во второй половине 1970-х годов в Западной Сибири интенсивный переход сейсморазведки с метода отраженных волн на метод отраженных глубинных точек принес обширную и весьма значимую информацию о строении неокомских отложений.

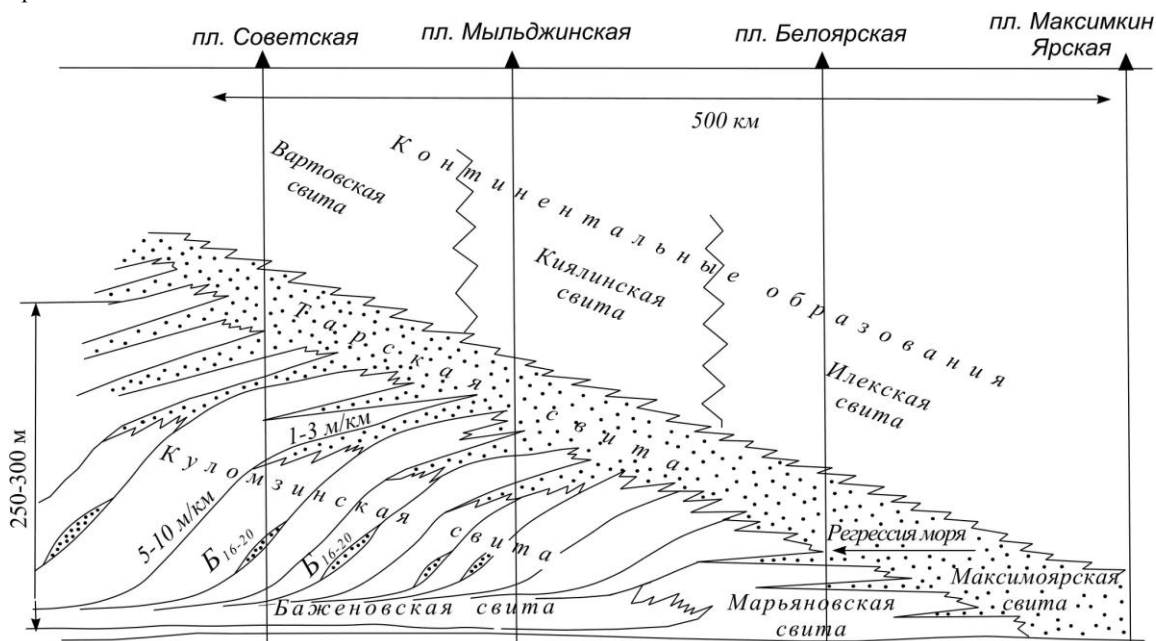


Рис. 1. Принципиальная схема формирования разреза верхнеюрско-валанжинских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины

Революционными в познании строения неокомских отложений Западной Сибири явились представления А.Л. Наумова, который один из первых предложил «клиноформную» модель неокома [12].

Основные залежи неструктурного типа в Среднеобской нефтегазоносной провинции приурочены к продуктивным песчаным пластам неокома. Песчаные пласты не имеют общего площадного распространения. При движении с востока на запад в сторону предполагаемой наиболее глубокой части бассейна седиментации (Ханты-Мансийская впадина) они, по мнению большинства исследователей, фациально замещаются глинами, либо, наоборот, выклиниваются вдоль береговых зон в сторону предполагаемого на западе крупного палеоподнятия. В зонах фациального замещения (выклинивания) продуктивных пластов широко распространены структурно-литологические ловушки углеводородов.

Используя данные сейсморазведки в 1979 г., В.А. Корнев при анализе временных сейсмических разрезов сделал следующие выводы:

Все продуктивные пласты (БС и БВ) имеют региональный наклон на запад по отношению к баженовской свите (кровля юрских отложений) с градиентом 1–3 м на 1 км (рис. 2).

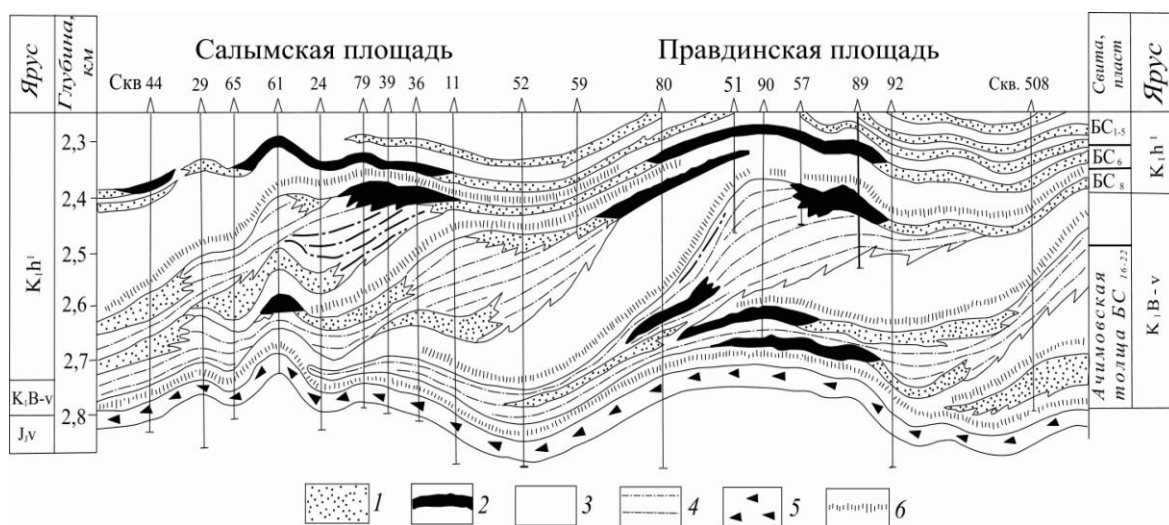


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез нижнемеловых отложений Среднего Приобья по линии Салымская-Правдинская площади [10]: 1) – песчаники; 2) – залежи нефти; 3) – глины; 4) – известково-алевролитоглинистый разрез; 5) – битуминозные аргиллиты баженовской свиты; 6) – сейсмические отражающие горизонты

При движении с востока на запад происходит последовательная глинизация продуктивных пластов снизу вверх (БС-8, БС-6 и др.) [10].

Аналогичное заключение было высказано М.М. Бинштоком [2]. Рассматривая территорию Среднего Приобья, он писал о том, что нефтеносные песчаные горизонты неокома, содержащие основные залежи нефти этого комплекса, последовательно глинизируются снизу вверх в западном направлении. Причинами, обуславливающими глинизацию, являются условия седиментации осадков, накапливавшихся в морском бассейне с расчлененным рельефом дна.

Представление о клиноформном строении неокомского продуктивного комплекса определенным образом изменило мнение о закономерностях пространственного размещения залежей углеводородов в нем. В то время, несмотря на установленные высокие перспективы неокома Западной Сибири, в изучении строения неокомских отложений существовал ряд нерешенных проблем, связанных главным образом с неоднозначностью корреляции песчаных пластов. На сегодняшний день принципы картирования кровли и подошвы конкретных клиноформ еще четко не сформулированы. Поэтому количество их в неокоме Западной Сибири определяется по-разному.

Ю.Н. Кародин и А.А. Нежданов [9], рассматривая детальную стратификацию пород неокома, писали о возможном выделении в его составе 29 (28–30) зональных циклитов прогрессивно-регрессивного строения.

Важнейшим этапом в изучении строения и условий формирования неокомской нефтепродуктивной толщи Западной Сибири было определение генетических типов клиноформ, а также причин их возникновения.

Г.Н. Гогоненков, Ю.А. Михайлов и С.С. Эльманович [3], делая анализ неокомских клиноформ по данным сейсморазведки, выявили два типа клиноформ – ритмично построенных комплексов многоэтапного формирования и неритмичных одноэтапных (одиночных) клиноформ, представленных набором неповторяющихся сейсмофаций, развитых локально. Неокомская клиноформа Западной Сибири, по их мнению, относится к ритмичным комплексам регионального распространения. Плавный переход одиночных клиноформ в шельфовые покровы по направлению к берегу и закономерная смена неповторяющихся элементов вглубь бассейна дали возможность расшифровать последовательность формирования этих элементов (рис. 3). А выяснение последовательности образования основных элементов одиночных клиноформ послужило, в свою очередь, ключом к расшифровке закономерностей строения и условий формирования ритмичных клиноформных комплексов типа неокомского Западной Сибири. Авторы полагали, что основной причиной ритмичности неокомской клиноформы Западной Сибири, как и других ритмично построенных клиноформных комплексов, являются эвстатические колебания уровня моря.

Спустя некоторое время В.П. Игошкиным и А.Е. Шлезингером [8] была опубликована статья о генетических типах неокомских клиноформ Западной Сибири. В ней они выделяют четыре генетических класса клиноформ: трансгрессивные клиноформы, регрессивные клиноформы, подводные конусы выноса и параллельно-слоистые клиноформы.

Представления о клиноформном строении неокома Западной Сибири формировались в течение длительного времени. К настоящему времени появилось множество публикаций, посвященных условиям формирования неокомского клиноформного комплекса. В общих чертах формирование неокомского комплекса сторонниками клиноформной модели объясняется ритмичным боковым заполнением глубоководного палеобассейна, сформировавшегося к концу юрского времени. Заполнение бассейна происходило, ритмично, прерываясь кратковременными трансгрессиями, во время которых формировались глинистые пачки, являющиеся косонаклонными отражающими реперами на сейсмограммах.

Часть исследователей считают клиноформы дельтовыми образованиями и отмечают активные бассейновые процессы, которые способствовали перераспределению осадков. Многие из исследователей в своих работах отдают предпочтение эвстатическому фактору, обусловившему ритмичное осадконакопление.

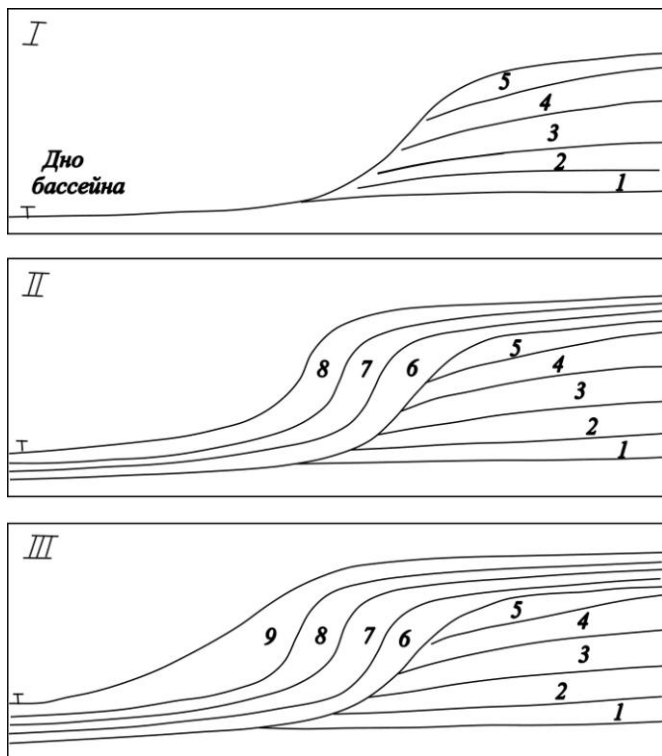


Рис. 3. Этапы формирования клиноформ [3]: I) вертикальное и латеральное наращивание палеосклона, III) вертикальное перекрытие палеосклона с выполаживанием; 1–5) клиновидные тела вертикального наращивания палеосклона; 6–8) сигмовидные тела бокового наращивания палеосклона; 9) клинопокров вертикального перекрытия палеосклона

толще невозможны достоверный прогноз и, как следствие, успешный поиск весьма сложно построенных ловушек и залежей. Как уже отмечалось выше, о строении и формировании неокома существует огромное количество представлений. Одни представления базируются на формировании песчаных пластов в мелководно-морских или даже в прибрежно-континентальных условиях, которые возникли в период кратковременной берриас-ранневаланжинской регрессии моря. Другие представления, наиболее распространенные, исходят из транспортировки терригенного материала в область подножия склона относительно глубоководного палеобассейна по системе желобов, развитых во фронтальной части дельты в виде турбидитовых фаций [11]. Первый шаг к пониманию клиноформности неокома, по мнению автора, был сделан в работах Ф.Г. Гурари и Л.Я. Трушковой, которые указали на возрастное скольжение песчано-алевролитовых пластов тарской свиты. А.Л. Наумов впервые высказал соображения о клиноформном строении неокома. Эти взгляды на особенности формирования неокомской толщи существенно изменили и принципы корреляции продуктивных пластов. На основе этой корреляции в основном на территории Тюменской области были построены региональные карты распространения песчаных пластов куломзинской, тарской, вартовской свит, которые кулисообразно сменяли друг друга с востока на запад, меридианально протягиваясь на сотни километров. Большинство исследователей Западной Сибири признало клиноформную модель строения неокома, но до сих пор нет единого мнения о числе клиноформ и их латеральных границах. Анализ литературных и фондовых источников, а также выполненных ранее исследований на территории Западной Сибири, позволил автору убедиться и принять клиноформную модель строения неокомских отложений.

Следует отметить, что ачимовская пачка, являющаяся неотъемлемой частью неокома и входящая в его состав, также имеет клиноформное строение. А это означает, что она имеет существенное возрастное скольжение границ литологических тел. В региональном плане по данным сейсморазведки и бурения ачимовский комплекс в пределах западного склона Нижневартовского свода представляет серию клиноформно построенных литолого-стратиграфических комплексов, которые последовательно выклиниваются в западном направлении. Хочется подчеркнуть, что неокомские образования и в том числе ачимовская толща – один из важнейших, перспективных объектов наращивания запасов и добычи углеводородов. Безусловно, эти отложения представляют поисковый интерес, но требуют комплексного, детального изучения строения, условий формирования и выявления главных факторов, контролирующих закономерности пространственно-временного размещения коллекторов и залежей. Для дальнейшего изучения неокома необходимо уделять внимание не только фациально-палеографическому фактору, но и придавать должное значение тектонике, связи клиноформ того или иного возраста с определенными тектоническими элементами, а также детальной корреляции проницаемых пластов.

Однако Ф.Г. Гурари [4] считает, что причинами образования клиноформ являются флуктуации климата и тектонический режим областей сноса обломочного материала, в результате чего осадочный материал поступал в бассейн пульсационно.

С момента публикации А.Л. Наумовым клиноформной модели неокома Западной Сибири и, несмотря на большие объемы бурения и геофизических работ, осталось еще очень много вопросов о клиноформном строении неокомских отложений. К наиболее дискуссионным вопросам относятся, например, роль дельтовых и бассейновых процессов при формировании мелководных песчаных пластов, влияние эвстатических колебаний и тектонических процессов в областях источников сноса на характер цикличности разреза, временные взаимоотношения глубоководных отложений конусов выноса и мелководных пластов, размер шельфа и т.д. На эти и многие другие вопросы вряд ли в ближайшее время будет дан однозначный ответ, но, тем не менее, при дальнейшем изучении клиноформ позиции исследователей явно будут сближаться.

Из приведенного краткого обзора различных точек зрения о строении неокомских отложений Западной Сибири видно, что песчаные пласты не имеют площадного распространения. Также мнения многих исследователей схожи в том, что неокомские отложения в западном направлении омолаживаются, и наблюдается их возрастное скольжение. Различие представлений, с точки зрения автора, состоит в выяснении природы условий формирования осадконакопления неокомской толщи. Без решения вопросов условий формирования и закономерностей размещения коллекторов в этой

Литература

1. Белонин М.Д., Брехунцов А.М. и др. Закономерности формирования и распространения ачимовских песчаников в осевой зоне неокомского морского бассейна седиментации // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Под ред. В.И. Карасева, Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: Изд-во «Путьведь», 2002. – № 5. – С. 109–117.
2. Биншток М.М. О геологическом прогнозировании и подготовке сейсморазведки ловушек типа в отложениях неокома Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1980. – № 7. – С. 18–21.
3. Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А., Эльманович С.С. Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа, 1988. – № 1. – С. 22–29.
4. Гурари Ф.Г. Клиноформы – особый тип литостратонов // Геология и геофизика, 1994. – № 4. – С. 19–25.
5. Мкртчян О.М. Сейсмогеологические предпосылки работ в верхнеюрско-неокомской толще латерального наращивания Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1994. – № 6. – С. 32–34.
6. Гурари Ф.Г., Нестеров И.И., Рудкевич М.Я. О стратификации мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика, 1962. – № 3. – С. 3–10.
7. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С. 3–23.
8. Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири // Геология и геофизика, 1990. – № 8. – С. 16–20.
9. Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа, 1988. – № 10. – С. 9–14.
10. Корнев В.А. Геолого-геофизические предпосылки поисков неантиклинальных ловушек углеводородов в Среднем Приобье // Особенности строения литологически и стратиграфически экранированных залежей нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1979. – № 144. – С. 89–94.
11. Левинзон И.Л., Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П. Ачимовская толща – один из основных объектов стабилизации добычи углеводородного сырья на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2001. – № 1. – С. 4–17.
12. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика, 1977. – № 10. – С. 38–47.
13. Нестеров И.И., Шпильман В.И. и др. Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области // Геология нефти и газа, 1985. – № 4. – С. 8–13.
14. Ростовцев Н.Н. Западно-Сибирская низменность // Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения). – Москва: Гостоптехиздат, 1956. – Т. I. – С. 5–28.
15. Трушкова Л.Я. К стратиграфии отложений неокома Обь-Иртышского междуречья // Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1966. – С. 52–64.
16. Трушкова Л.Я. Особенности строения продуктивной толщи неокома Обь-Иртышского междуречья // Проблемы стратиграфии. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1969. – Вып. 94. – С. 164–168.
17. Трушкова Л.Я. Основные закономерности распространения продуктивных пластов и покрышек в неоме Обь-Иртышского междуречья // Вопросы литологии и палеогеографии Сибири: Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1970. – Вып. 106. – С. 4–12.

УПЛОТНЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И ПРОДУКТИВНОСТЬ РЕЗЕРВУАРОВ ЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА В ЮЖНОЙ ЧАСТИ СРЕДНЕОБСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

И.В. Божко

Научный руководитель профессор Б.А. Лебедев

Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Попадающее большинство крупных нефтяных залежей на месторождениях Западной Сибири на сегодняшний день вовлечено в разработку и переживает стадию падающей добычи. Поэтому интерес недропользователей начинают привлекать глубоко залегающие, сложно построенные и часто небольшие по запасам объекты нефтедобычи, такие как залежи ачимовской толщи нижнего мела, юрского нефтегазоносного комплекса (НГК), коры выветривания фундамента.

Объектом данного исследования являются породы-флюидоупоры юрского НГК, включающего в себя отложения тюменской и васюганской свит. Административно исследованная территория относится к Ханты-Мансийскому автономному округу Тюменской области, с точки зрения нефтегазоносного районирования объект исследования расположен в южной части Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Тектонически исследованная территория приурочена к южной части Сургутского свода, Локосовскому выступу Нижневартовского свода и северной части Юганской мегавпадины [3]. Фактический материал, на котором основана выполненная работа, представляет собой материалы геофизических исследований скважин (ГИС) и данные по результатам испытаний скважин.

Анализ результатов работ по юрским нефтегазоносным объектам данной территории показывает, что оптимальное промышленное освоение этих объектов сталкивается с определенными трудностями. При использовании традиционных методов нерешаемыми оказываются: во-первых, проблема геометризации залежей, во-вторых, проблема преждевременного обводнения пластов в зонах с высокой трещиноватостью, в-третьих, нестабильность и неоднородность дебитов скважин в зонах с высокой преобразованностью пород.

Выявленные закономерности уплотнения глинистых пород показывают, что нормально уплотненные глинистые породы отмечаются вблизи дренирующих их пластов. Глинистые породы с повышенной и аномально высокой пористостью фиксируются внутри мощных глинистых толщ. Отдельные линзы песчаников внутри этих толщ иногда не дренируют, т.е. дренирование эффективно лишь при наличии связи с зонами разгрузки. Участки аномально низкого уплотнения глинистых пород характеризуются улучшением качества покрышек по сравнению с нормально уплотненными глинами на этих глубинах [2].

Таблица 1

Распределение характера притоков жидкости в зависимости от показателя эффективности покрышки

| Показатель эффективности покрышки, у.е. | Характер притока | | | | Общее кол-во объектов |
|--|------------------|------|---------------|-------|--------------------------|
| | сухо | вода | нефть с водой | нефть | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Горизонт Ю ₁ | | | | | |
| <200 | 0,0 | 0,9 | 0,9 | 1,3 | 229 |
| 200–250 | 2,2 | 6,1 | 3,1 | 17,0 | |
| 250–300 | 3,1 | 14,0 | 6,6 | 26,2 | |
| >300 | 2,2 | 6,1 | 3,1 | 7,4 | |
| Тюменская свита | | | | | |
| <200 | 10,4 | 4,1 | 2,2 | 12,6 | 403 |
| 200–250 | 2,7 | 2,6 | 1,9 | 20,6 | |
| 250–300 | 5,3 | 6,3 | 0,7 | 9,7 | |
| >300 | 6,5 | 8,3 | 1,0 | 5,1 | |

Примечание: в столбцах 2–5 указано количество объектов в процентах от общего количества испытанных объектов (столбец 6)

Для оценки флюидоупорных свойств пород использовалась методика определения показателя эффективности глинистых покрышек по каротажу, разработанная в ЗАО «Актуальная геология». В основе методики лежит представление об изменении с глубиной погружения глин их плотности, пористости, пластичности, содержания набухающей фазы и способности к растрескиванию, что приводит к ухудшению экраняющих свойств глинистых пород. Расчет показателя эффективности покрышек (ПЭП) сделан по разработанным в ЗАО «Актуальная геология» палеткам и пересчитан в условные единицы шкалы уплотнения. В результате выполненной работы для глинистых пород, перекрывающих нефтеносные резервуары, рассчитаны показатели эффективности покрышек и проанализирована связь продуктивности юрских резервуаров с качеством перекрывающих их покрышек.

Покрышкой для нижнесреднеюрского нефтеносного резервуара (тюменская свита) являются глубоководные глины нижневасюганской подсвиты. Покрышкой для нефтеносного горизонта Ю₁ васюганской свиты, включающего пласты Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³, служат гидрофобные породы баженовской свиты и глины георгиевской свиты.

При сопоставлении продуктивности скважин и показателя эффективности покрышки исследовались притоки жидкости и нефти. Во всех случаях из имеющейся базы данных по испытаниям скважин были выбраны результаты испытаний в колонне, результаты испытаний в открытом стволе не учитывались. При исследовании распределения дебитов нефти учитывались притоки, доля нефти в которых составляла не менее 80 объемных %.

Продуктивность пластов определялась по результатам испытания и опробования скважин. Согласно классификации залежей по значениям рабочих дебитов [1] (с незначительными изменениями) в данной работе притоки по дебитам подразделяются на «сухие» (притока не получено), непромышленные менее 2 м³/сут, малодебитные от 2 до 10 м³/сут, среднедебитные от 10 до 100 м³/сут, высокодебитные более 100 м³/сут. По составу притоки подразделяются на «сухие», водные, нефтеводные и нефтяные.

Приведенное в табл. 1 распределение притоков жидкости по составу показывает, что для горизонта Ю₁ существует четкая связь продуктивности коллектора с эффективностью покрышки: больше половины всех притоков жидкости получено при значениях ПЭП от 250 до 300 у.е. При значениях ПЭП от 200 до 250 большинство полученных притоков – нефтяные. Для коллекторов тюменской свиты связь продуктивности скважины с качеством покрышки не наблюдается: количество притоков жидкости по классам ПЭП варьирует от 14 до 25 %, т.е. распределено довольно равномерно. Но значительно сильнее с эффективностью покрышки связан состав притоков. Почти треть «сухих» объектов тюменской свиты характеризуется ПЭП больше 300 у.е., около 40 % результата «сухо» получено при ПЭП меньше 200 у. е. Большинство водных притоков получены при ПЭП больше 250 у.е. Две трети нефтяных притоков получены из-под покрышки с ПЭП меньше 250 у.е., больше 40 % притоков нефти связаны с ПЭП 200–250 у.е., с этими же значениями ПЭП связано наименьшее количество «сухих» и водных объектов.

Таблица 2

Распределение дебитов нефти в зависимости от показателя эффективности покрышки

| Показатель эффективности покрышки, у. е. | Дебиты нефти, м ³ /сут | | | | | Общее кол-во объектов |
|---|-----------------------------------|-----|------|--------|------|--------------------------|
| | сухо | <2 | 2-10 | 10-100 | >100 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Горизонт Ю ₁ | | | | | | |
| <200 | 0,0 | 0,7 | 0,7 | 0,0 | 0,7 | 142 |
| 200–250 | 3,5 | 2,1 | 10,6 | 15,5 | 0,7 | |
| 250–300 | 4,9 | 1,4 | 14,1 | 24,6 | 3,5 | |
| >300 | 3,5 | 1,4 | 3,5 | 7,0 | 1,4 | |
| Тюменская свита | | | | | | |
| <200 | 14,3 | 3,4 | 9,4 | 4,7 | 0,0 | 301 |
| 200–250 | 3,6 | 6,3 | 18,3 | 4,0 | 0,0 | |
| 250–300 | 7,0 | 2,6 | 9,4 | 1,4 | 0,0 | |
| >300 | 8,9 | 3,0 | 3,6 | 0,0 | 0,0 | |

Примечание: в столбцах 2–6 указано количество объектов в процентах от общего количества испытанных объектов (столбец 7).

Из распределения дебитов нефти (табл. 2) видно, что большинство средне- и высокодебитных притоков нефти по горизонту Ю₁ получено при ПЭП 200–300 у. е. Больше половины высокодебитных притоков нефти связаны с ПЭП 250–300 у. е. Распределение дебитов нефти показывает, что продуктивность резервуаров тюменской свиты значительно ниже, чем продуктивность пластов горизонта Ю₁: 40 % притоков нефти из тюменской свиты относится к малодебитным. Почти половина малодебитных притоков нефти получена при ПЭП 200–250 у. е. Подавляющее большинство среднедебитных притоков нефти из тюменской свиты получены при ПЭП до 250 у. е.

Таким образом, можно говорить о том, что нефтеносность пластов горизонта Ю₁ и резервуаров тюменской свиты во многом определяются эффективностью покрышек: больше половины притоков из горизонта Ю₁ связано со значениями ПЭП 250–300 у. е., но при ПЭП от 200 до 250 у. е. большинство притоков, полученных из горизонта Ю₁, нефтяные; притоков нефти из тюменской свиты с наибольшей вероятностью можно ожидать при ПЭП от 200 до 250 у. е., с этим же интервалом значений ПЭП связаны наиболее высокие дебиты нефти из тюменской свиты.

Не вызывает сомнений, что учет фактора уплотнения пород в ходе геологоразведочных работ является необходимым для оптимального выбора мест заложения поисковых и разведочных скважин и повышает шанс получения средне- и высокодебитных притоков нефти из таких сложных объектов как резервуары васюганской и тюменской свит.

Литература

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 240 с.
3. Шпильман В.И., Солопахина Л.А., Пятков В.И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Тезисы докладов второй научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 96–115.

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ПОРОД ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В ПРЕДЕЛАХ ПЫЛЬ-КАРАМИНСКОГО МЕГАВАЛА

О.А. Гашилова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день все месторождения Томской области находятся в Западной части, восточная же часть практически не изучена и поэтому ни одно месторождение не выявлено. Степень изученности мезокайнозойского осадочного чехла показывает бесперспективность основного продуктивного комплекса - верхнеюрских отложений в связи с отсутствием региональной покрывки. Основные перспективы связаны с доюрским фундаментом, мощность которого по данным сейсморазведки достигает 12 км. Палеозойские отложения вскрыты в отдельных параметрических и поисковых скважинах (около 40 скважин на незначительную глубину) Лишь на одной параметрической Вездеходной – 4 доюрский комплекс вскрыт на глубину 1000 м и представлен магматическими породами. Естественно, что по результатам этой скважины однозначную оценку перспектив нефтегазоносности дать нельзя. Поэтому возникает острая необходимость в дальнейшем проведении региональных и поисковых работ. Пыль-Караминский мегавал, по мнению автора, благодаря своим особенностям тектонического строения должен рассматриваться первоочередным объектом.

В административном отношении данный объект исследования занимает обширную восточную часть Томской области, включая земли Каргасокского, Парабельского и Колпашевского районов (рис. 1).

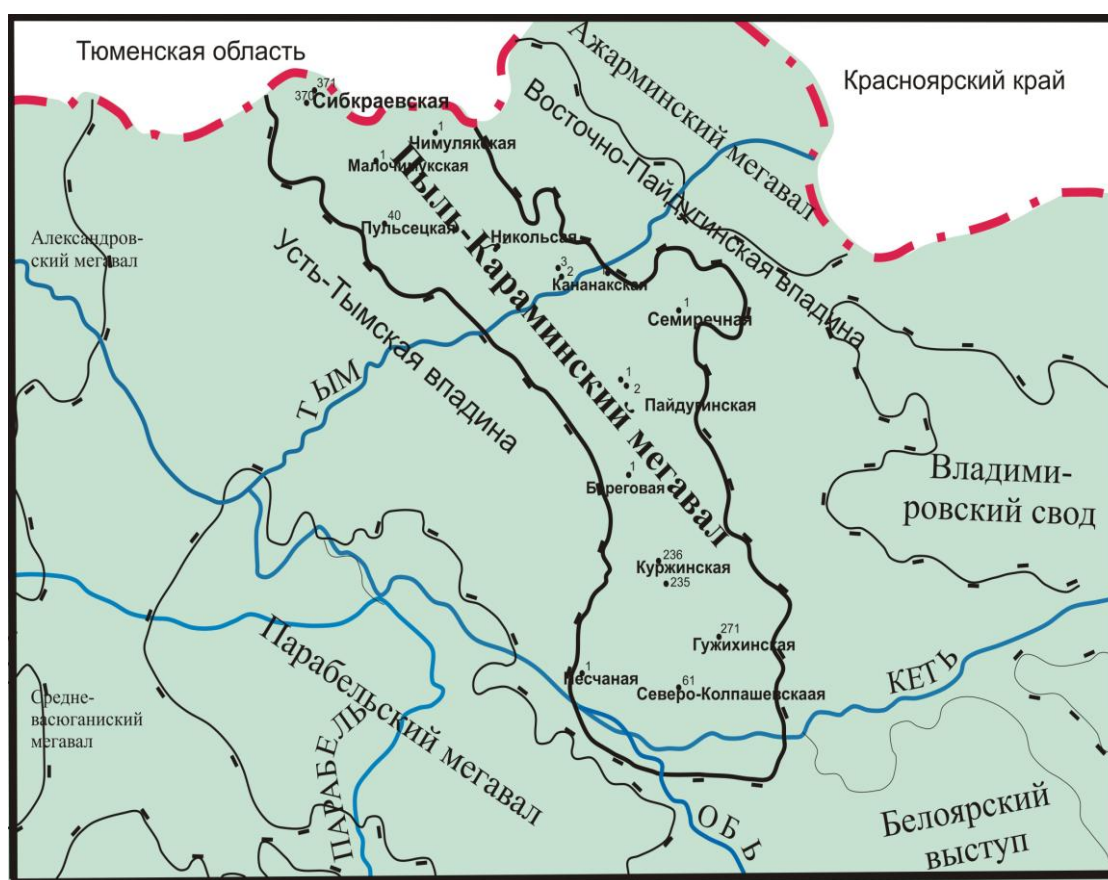


Рис. 1. Обзорная карта расположения Пыль-Караминского мегавала

В тектоническом отношении Пыль-Караминский мегавал приурочен к северной части Томь-Колыванской складчатой зоны и сформирован герцинским циклом тектогенеза [1]. По отражающему сейсмическому горизонту Φ_2 на западе граничит с Усть-Тымской впадиной, на востоке с Восточно-Пайдугинской впадиной. В более широком масштабе, исследуемый район является границей Западно-Сибирской плиты и в Восточном направлении переходит в Предьенисейский краевой прогиб. По отражающему горизонту Φ_4 (нижний кембрий) в структурном плане Пыль-Караминскому мегавалу соответствует структура первого порядка Пайдугинский мегавал.

В пределах Пыль-Караминского мегавала, имеющего площадь примерно 42000 кв. км, пробурено 8 поисковых и 3 параметрических скважины (таб.).

Глубокие скважины Пыль-Караминского мегавала

| Скважина | Альтитуда, м | Кровля Pz, м | Забой, м | Мощность вскрытого PZ-комплекса, м |
|------------------------|--------------|--------------|----------|------------------------------------|
| Береговая -1 | 110.4 | 2561 | 2632 | 71 |
| Кананакская-2 | 81,82 | 2527 | 2586 | 59 |
| Куржинская-235 | 110.19 | 2415 | 2546 | 131 |
| Северо-Колпашевская-81 | 84.28 | 2586 | 2670 | 84 |
| Семиречная-1 | 140.1 | 2687 | 2722 | 35 |
| Пайдугинская-2 | 135 | 2471 | 2547 | 76 |
| Пульсеская-40 | 104 | 2744 | 2782 | 38 |
| Чимулякская-1 | 113.7 | 2473 | 2553 | 80 |

По результатам глубокого бурения этих скважин и данных сейсморазведки автором были составлены

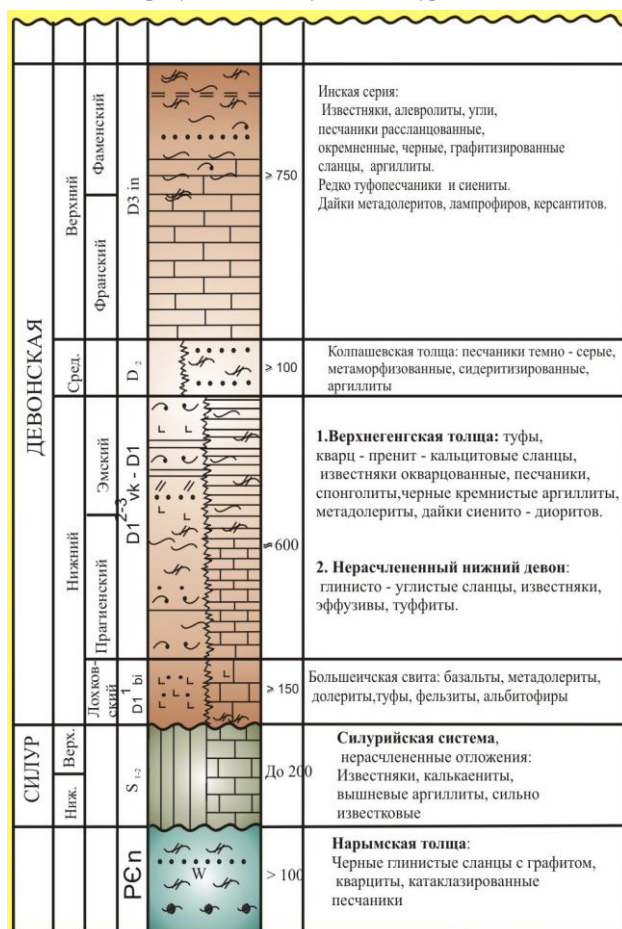


Рис. 2. Схематичный сводный стратиграфический разрез палеозойских отложений Пыль-Караминского мегавала

исследуемого региона мною были рассмотрены следующие критерии: литологическая, гидрогеохимические и тектонические.

Литологический критерии. Исходя из сводной стратиграфической колонки, можно сделать вывод, что коллектором на данной территории могут быть:

- силурийский комплекс, который продуктивен в пределах Межовского свода на Малоичском и Верх-Тарском месторождениях;
- терригенно-карбонатные отложения девона (В подобных верхнедевонских терригенно-карбонатных отложениях на территории Томской области выявлены месторождения нефти и газа – Южно-Табанганское, Солоновское, Арчинское, Урманское и др);
- известняки карбона, которые перспективны в Усть-Тымской впадине на Чкаловском месторождении и в юго-восточной части Нюрольской впадины
- зоны стратиграфических несогласий и развитая на отдельных участках кора выветривания внутри палеозойского разреза, способные обладать высокими значениями ФЭС.

и данных сейсморазведки автором были составлены корреляционная схема и сводная стратиграфическая колонка палеозойских отложений, вскрытых в пределах Пыль-Караминского мегавала (рис. 2).

На основании этих материалов был сделан вывод о том, что отложения верхней юры и мела в пределах Пыль-Караминского мегавала и близлежащих территорий вряд ли можно считать перспективными, поскольку битуминозные аргиллиты баженновской свиты замещаются небитуминозными осадками марьяновской и максимоярской свит. Это означает, что континентальный мезозойско-кайнозойский разрез исследуемого региона не содержит регионально выдержанных покровов. В связи с этим, по мнению автора, все перспективы в нефтегазоносном отношении следует связывать именно с палеозойским комплексом, именно поэтому он является основным объектом изучения в данной работе. На корреляционной схеме видно, что во всех скважинах Палеозойский комплекс представлен породами различного состава и разного возраста. Эти отложения максимально вскрыты на Куржинской площади (131 м), минимально – на Семиречной (35 м). Породы фундамента несогласно перекрываются породами осадочного комплекса нижнеюрского возраста, представлены различными терригенными породами (аргиллитами, алевролитами, песчаниками).

Нижний и средний палеозой представлен отложениями кембрия, силура и девона. Наибольшую мощность имеет девонский комплекс (min 1500 м), сложенный преимущественно терригенно-карбонатными осадками. Верхний палеозой представлен каменноугольной и пермской системой, представленный преимущественно терригенными и в меньшей степени карбонатно-терригенными и эффузивными породами, которые подверглись в значительной степени процессам метаморфизма.

Для обоснования перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса

Для этих потенциально возможных коллекторов покрывками могут служить: вышереперывающие аргиллиты, сами известняки на участках с повышенной плотностью и различные уплотненные метасоматические породы, залегающие с угловым несогласием на коре выветривания.

Гидрогеологические критерии. В пределах Пыль-Караминской блок-зоны происходит увеличение минерализации вод от северной к центральной её части и от свода к крыльям. Коэффициент гидрогеологической закрытости недр увеличивается от 6 на Сибкраевской до 14 на Пайдугинской и 21 на Семиречной площадях и в этом же направлении, соответственно, происходит и увеличение минерализации вод от 16,0 до 56,0 г/л. Среднее содержание метана – 66 % и тяжёлых УВ – 1,76 %.

Тектонические критерии. Исследуемый регион является границей Западно-Сибирской плиты и в тектоническом отношении приурочен к внешней зоне Предьенисейского краевого прогиба. Хотелось бы обратить внимание тот факт, что аналогичные переходные структуры в других нефтегазоносных провинциях содержат ряд месторождений, приуроченных к карбонатным рифогенным постройкам (Предуральский, Месопатамский краевые прогибы) и терригенным породам D и C. Поэтому, с целью определения нефтегазоперспективности был проведен сравнительный анализ Присяяно-Енисейского и Предуральского краевых прогибов, который позволяет говорить о том, что данные структуры характеризуются многими общими чертами развития. Все они связаны с целыми орогенными областями и по своим размерам относятся к категориям 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. Таким образом, исходя из этого анализа, указывающего на схожесть геологического строения рассматриваемых структур, можно предположить, что выявленная цепочка рифогенных построек вдоль внешней зоны Предуральского краевого прогиба вполне может существовать и вдоль внешней зоны Предьенисейского краевого прогиба, соответствующего в тектоническом плане восточному склону Пыль-Караминского мегавала.

Весомым доказательством в пользу такого предположения являются результаты сейсмических работ. По данным сейсмического профилирования (КМПВ и МОГТ) рифогенные постройки фиксируются по периферии Пайдугинского мегавала [2]. По данным сейсморазведки также отмечено, что в верхнем девоне в пределах исследуемого региона существовали условия мелководного регрессирующего бассейна с островами и отмелями, благоприятные для формирования рифогенных комплексов. Имеется еще один не менее важный положительный момент. Пыль-Караминскому мегавалу соответствует максимальная по сравнению с близ лежащими регионами толща (около 10 км) палеозойского комплекса осадков, которая является положительным фактором для процессов накопления и преобразования рассеянного органического вещества (РОВ)

Таким образом, установлены положительные факты: выявленные органогенные известняки в разрезе франского яруса (скважина Береговая, Куржинская, Пульсецкая, Северо-Колпашевская и др.), условия мелководного регрессирующего моря в верхнем девоне, непосредственное фиксирование самих рифогенных построек на временных сейсмических разрезах, мощная толща палеозойских отложений, схожие черты геологического строения Предьенисейского и Уральского краевых прогибов позволяют нам с достаточно большой уверенностью утверждать о возможном наличии рифогенных построек вдоль восточного склона Пыль-Караминского мегавала и дают основание считать его первоочередным объектом поисково-оценочного бурения на нефть и газ.

Литература

1. Сурков В.С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.
2. Каламкаргов Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – М.: Нефть и газ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 560 с.

МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В УГЛЕВОДОРОДАХ: ГЕНЕТИЧЕСКИЙ И ПРАКТИЧЕСКИЙ АСПЕКТЫ **Е.В. Гиниятуллин**

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

Нефть – это не только энергетические ресурсы и углеводородное сырье для нефтехимии, но и источник многих химических элементов, названных В.И. Вернадским микроэлементами (МЭ). В нефти, продуктах их переработки, твердых битумах и рассеянных битумоидах содержится более 50 МЭ, относящихся к халькофильным (S, Sb, As, Hg, Au, Se, Cu и др.), сидерофильным (Fe, Co, Ni и др.), литофильным и атмофильным. Углеводороды (УВ), таким образом, служат как энергетическим сырьем, так и перспективным источником получения широкого спектра МЭ.

Природа МЭ в нефтях различных месторождений УВ ещё глубоко не исследована, однако их высокие концентрации нередко существенно повышают ценность УВ. Содержания МЭ должны определять выбор методики разведки и разработки, технологии переработки УВ, а также учитываться при формировании мероприятий по охране окружающей среды. В большинстве случаев содержание МЭ в УВ невысокое и составляет $n \cdot 10^{-1}$ – $n \cdot 10^{-7}$ %, однако они отражают генетические особенности УВ и повышают их ценность [3].

В работе рассматриваются качественные и количественные характеристики МЭ УВ месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). В качестве объектов для анализа выбраны месторождения УВ Республики Башкортостан (РБ) и Татарстан (РТ); проводится сравнение с объектами других НГП мира.

Исследование МЭ в УВ более 50 месторождений Волго-Уральской НГП, проведённое в 50–70-х годах, с использованием химического, спектрального и атомно-абсорбционного методов анализа выявило присутствие: V, Ni, Fe, Cu, Mn, Zn, Ti, Pb, Cr, Sr, Ba, Th, U [3].

Исследователями природы МЭ в УВ предпринимались попытки классифицировать примеси и сырьё по различным признакам, в частности, по возрасту вмещающих пород, характеру химической связи, соотношению и распределению МЭ в породах коллекторов и заключённых в них УВ [1], [3].

В соответствии с балансом распределения МЭ между нефтями и породами-коллекторами их разделяют на три группы [1]. В первую включены МЭ, содержащиеся в нефтях в количествах ниже соответствующих кларков для осадочных пород: Fe, Al, Na, Mn, Ba, Sr, Cr, Co, Pb, Sn, B, Ca, Be, Ti, Si. Ко второй группе отнесены: Zn, Ni, Cu, As, Ag – МЭ, содержащиеся в нефтях в концентрациях близких к кларковым в осадочных породах. V, Mo, Br, Hg, отнесены к третьей группе МЭ, содержание которых в нефтях превышает соответствующие кларковые значения для осадочных пород [1].

Обобщение и анализ данных о содержании МЭ в УВ месторождений НГП СНГ показали, что этот параметр на объектах Волго-Уральской НГП является относительно повышенным. Региональная повышенная концентрация в УВ свойственна следующим МЭ: Fe, V, Ni, Cu, Ti, Mn, Rb, Ge, Sb. Данные, характеризующие максимальные концентрации отдельных приоритетных МЭ в УВ ведущих НГП РФ, приведены в табл. 1.

По уровню концентрации МЭ выделяют два типа нефтей: обогащенные (содержание V, Ni и Fe выше 10 г/т) и обедненные ими, причём различают первично обогащенные и вторично обогащенные нефти. Так, нефти пермского возраста Волго-Уральской НГП (РБ и РТ) отнесены к вторично обогащенным. Это биодegradированные, тяжелые, высокосмолистые, так называемые ванадиевые ($V > Ni > Fe$) или железистые ($Fe > V > Ni$) нефти. УВ характеризуют следующие параметры: плотность 0,953 г/т, содержание серы – 4,21 % и сумма смол и асфальтенов – 29 %. Основной причиной обогащения нефтей МЭ считают потери нефтями легких фракций. Залегающие на относительно небольших глубинах (менее 2 км) рассматриваемые объекты приурочены преимущественно к терригенным комплексам отложений платформенного чехла. На формировании спектра МЭ в УВ, по-видимому, отражаются региональные геохимические особенности пород-коллекторов.

Таблица 1

Обобщённые сведения о предельных концентрациях приоритетных МЭ в УВ разновозрастных терригенных коллекторах ведущих НГП РФ [3]

| Нефтегазоносная провинция | Возраст вмещающих отложений | Содержание микроэлементов, г/т | | | | | | | |
|---------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|
| | | V | Ni | Fe | Cu | Zn | Ti | Cr | Mn |
| Волго-Уральская | Pz | 248 | 124 | 131 | 38 | 6,0 | 4,0 | 0,7 | 12 |
| Тимано-Печорская | Pz | 250 | 170 | 330 | 6,0 | 3,0 | 22,0 | 0,6 | 2,5 |
| Западно-Сибирская | Mz | 68 | 10 | 25 | 2,4 | 23 | 4,4 | 1,1 | 1,3 |
| Северо-Кавказская | Kz | 17 | 28 | 86 | 5,4 | 1,7 | 0,05 | 0,5 | 1,6 |

Возрастающий интерес к изучению природы и концентрации МЭ в УВ обусловлен тем, что в нефтях ряда месторождений установлены концентрации металлов, сопоставимые с их содержанием в кондиционном минеральном сырье рудных месторождений. Такие объекты следует рассматривать как перспективные нетрадиционные источники комплексного (энергетического и рудного) минерального сырья. В Канаде, США, Венесуэле из тяжелых нефтей и битумов извлекают V, Ni, U и другие металлы. В 1986 г. производство V_2O_5 из отходов переработки нефти в составило 15,3 % от общего ее производства в этих странах [3]. В Республике Казахстан на месторождении тяжелой нефти Северный Бузачи при подсчете запасов УВ учитывался и ванадий.

Комплексное использование природных ресурсов, связанных с нефтяными месторождениями, может решить целый спектр проблем, включающий как сырьевые и технологические, так и весьма актуальные сегодня – экологические. Этим достигается экономическая целесообразность, обеспечивается технологическая безопасность нефтепроводов и оборудования нефтеперерабатывающих заводов; улучшение качества товарной нефти; экологическая безопасность транспортировки и переработки нефти.

В УВ Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений Волго-Уральской НГП содержание V_2O_5 составляет соответственно 420 и 511 г/т; в нефтяном коксе Арланского месторождения оно концентрируется до 2429 г/т. Нефти месторождений Волго-Уральской НГП, кроме того, отличаются и повышенные концентрации Fe, Ni, Cu, Ti, Mn, Rb, Ge, Sb. Помимо коммерческой ценности эти МЭ имеют и индикаторное значение при рассмотрении вопросов генезиса, распределения и геохимической эволюции УВ [3].

Важной практической и генетической проблемой месторождений УВ представляются качественно-количественные параметры МЭ в битумоидах, природных газах и пластовых водах. Спектр МЭ и соединений в пластовых водах может включать: NaCl, KCl, Li, Ca, Na_2CO_3 , I, Br, B, Sr, Rb, Cs, Ge и др. При этом МЭ в пластовых водах также, как и в УВ, нередко могут представлять коммерческий интерес, а воды будут относиться к промышленным, что особенно актуально для объектов УВ, находящихся на поздней стадии разработки (Туймазинское месторождение выработано на 91,6%, Арланское – на 85,8%). Высокая обводненность определяет извлечение больших объемов пластовых вод при нефтедобыче, способное обеспечить практическую целесообразность извлечения МЭ при оптимальных концентрациях последних.

Так, например, на месторождениях УВ Апшеронского полуострова (Республика Азербайджан), где также, как в РБ и РТ, большинство объектов УВ находятся на поздней стадии разработки. Добыча 1 т нефти сопровождается получением 23–24 т пластовой воды, содержащей более 1,59 т солей, из которых: NaCl – 1380 кг, KCl – 6,4 кг, $MgCl_2$ – 64 кг, $CaCl_2$ – 43 кг, $CaCO_3$ – 50 кг, Na_2CO_3 – 16 кг, I – 0,5 кг, Br – 2,0 кг, B_2O_3 – 11 кг, Sr – 1 кг и др. При этом из многочисленных компонентов и элементов, содержащихся в составе попутных вод, обладающих средней минерализацией 75–80 г/л, добываемых с 1 т нефти, стоимость только хлоридов Na, K, Ca, Mg; $CaCO_3$, I, Br и Sr достигает 250–260 у.е., что составляет более 50% стоимости УВ. Чистая прибыль от добычи УВ существенно (в 2,4–2,7 раза) ниже прибыли от совместного получения УВ и ценных компонентов из попутных вод [3].

Концентрации МЭ в пластовых водах Туймазинского месторождения РБ сопоставима с соответствующими показателями для объектов Апшеронского полуострова, а в отношении таких ценных компонентов, как I и Br в несколько десятков раз выше, что позволяет говорить об экономической целесообразности попутного извлечения МЭ из пластовых вод месторождений УВ РБ.

Содержание приоритетных МЭ в пластовых водах месторождений УВ РБ [4]

| Наименование компонента | Число данных | Среднее, мг/л |
|-------------------------------|--------------|-----------------------|
| Li ⁺ | 169 | 6,6 |
| Na ⁺ | 109 | 58,7·10 ³ |
| Mg ⁺² | 98 | 2,9·10 ³ |
| Cl ⁻ | 109 | 123,6·10 ³ |
| Ca ⁺² | 104 | 12,6·10 ³ |
| Br ⁻ | 163 | 557 |
| Sr ⁻² | 165 | 154 |
| SO ₄ ⁻² | 107 | 538 |
| Г | 9 | 13,7 |

Всё вышеизложенное показывает, что комплексная разработка месторождений УВ РБ, предусматривающая оптимальное извлечение МЭ, является весьма перспективной и экономически целесообразной. В пределах РФ наиболее перспективными являются объекты Волго-Уральской и Тимано-Печорской НПП. Проблема извлечения МЭ из УВ требует проведения комплекса геологических, аналитических и экономических исследований.

Литература

1. Ботнева Т.А. Об особенностях количественного распределения микроэлементов в нефтях // Труды ВНИГНИ. – М., 1983. – № 246. – С. 201–206.
2. Мехтиев У.Ш., Гаджиев Ф.М. Воды нефтегазоносных месторождений Апшеронского полуострова как сырье для получения ценных компонентов // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии: Материалы Международной конференции. – М.:ГЕОС, 2005. – С. 309–311.
3. Нуменов Д.Н., Пуанова С.А., Агафонова З.Г. Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения – М.: ГЕОС, 2001. – 77 с.
4. Ширяева И.Г., Васильева З.А., Файзуллин М.Х. Инструментальные методы исследования микроэлементного состава пластовых вод нефтяных месторождений Западной Сибири // Молодые ученые – нефтяной науке Башкортостана. – Уфа: БашНИПИнефть, 2003. – № 114. – С. – 32–47.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ПРИКАСПИЙСКО-ГУБИНСКОМ РАЙОНЕ АЗЕРБАЙДЖАНА

А.Г. Годжаев

Научный руководитель заведующий отделом геологии и геохимии нефти и газа

А.А. Фейзуллаев

Институт геологии Национальной академии Наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

Прикаспийско-Губинский район (ПГР) в тектоническом отношении состоит из двух крупных геоструктурных элементов – северного крыла ЮВ погружения мегаантиклинория Большого Кавказа и Гусаро-Дивичинской наложенной мульды. В геологическом строении Прикаспийско-Губинского района принимают участие отложения от средней юры до четвертичных. Мезозойские отложения залегают на небольших доступных для бурения глубинах.

К настоящему времени геотермическими исследованиями было охвачено 17 разведочных площадей и нефтяных месторождений [1]–[4]. Самая высокая температура (134°C) наблюдалась на площади Агзыбирчала, на глубине 5022 м в триасовых отложениях. На площади Ялама максимальная температура (130°C) обнаружена на глубине 3252 м в верхнемеловых отложениях. В пределах Сиазанской моноклинали максимальная температура (119°C) обнаружена на площади Гайнарджа (северо-западном продолжении моноклинали) на глубине 4524 м.

Теплопроводность пород меняется в пределах 1,2–3,7 Вт/мК. Геотермический градиент в интервале глубин 500–1000 м меняется от 7,8 до 38,6°C/км, среднее значение 25,4°C/км; а в интервале глубин 1000–3000 м меняется от 15,5 до 38 °C/км, среднее значение 24,6°C/м. Наиболее часто встречаемые значения геотермического градиента находятся в интервале 20–30°C/км, что несколько выше, чем в Южном Каспии. Тем не менее, Прикаспийско-Губинский район представляет собой зону относительно невысоких значений тепловых потоков. Большая часть его территории характеризуется величинами этого параметра, не превышающими 30 мВт/м², и только в юго-восточной части – в районе Сиазанской моноклинали тепловой поток достигает 50 мВт/м², что по мнению [2], связано с приближением к региональному Сиазанскому разлому, по которому проходит граница между складчатой областью Большого Кавказа и передовым прогибом.

Согласно построенной схемы (рис. 1), распределение температуры по площади на 3000 м глубинном срезе с поправкой на рельеф отличается дифференцированным характером, отражая сложность строения региона. Обнаруживается связь между положительными аномалиями температуры и структурой поверхности мезозойских отложений. Так, локальные максимумы температуры (более 110 °С) приурочиваются к Гусарской и Ялама-Худатской зонам поднятий мезозойского фундамента, а также к северо-западной части Сиазанской моноклинали (площади Амирханлы, Заглы-Зейва). На площади Агзыбирчала значение локального максимума ниже (около 98 °С), что, вероятно, обусловлено перекрытием мезозойского выступа относительно более мощной толщей молодых осадочных отложений.

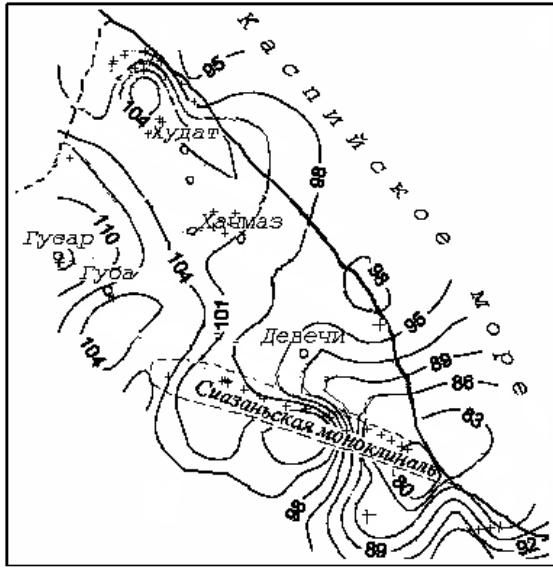


Рис. 1. Распределение температур в Прикаспийско-Губинском районе на глубинном срезе 3000 м

Изменение современных температур по разрезу (рис. 2, а) носит преимущественно линейный характер. Отклонение от линейности распределения температуры, главным образом, связано с глубинным строением района расположения скважины. Линейное распределение температуры чаще всего наблюдается в тех скважинах, которые проходят по однородным слоям осадков. Принято [5], что процесс нефтегенерации в бассейнах с умеренными скоростями осадконакопления для неогенового периода начинается при значениях современной температуры около 95 °С. Как видно из рис. 2, а, указанное значение соответствует глубине около 3,5 км. В связи с этим, эта глубина может быть принята как условный верхний порог нефтегенерации по данным современного температурного поля.

Палеотемпературный показатель (отражательная способность витринита – Ro, %) до глубины примерно 2,5 км

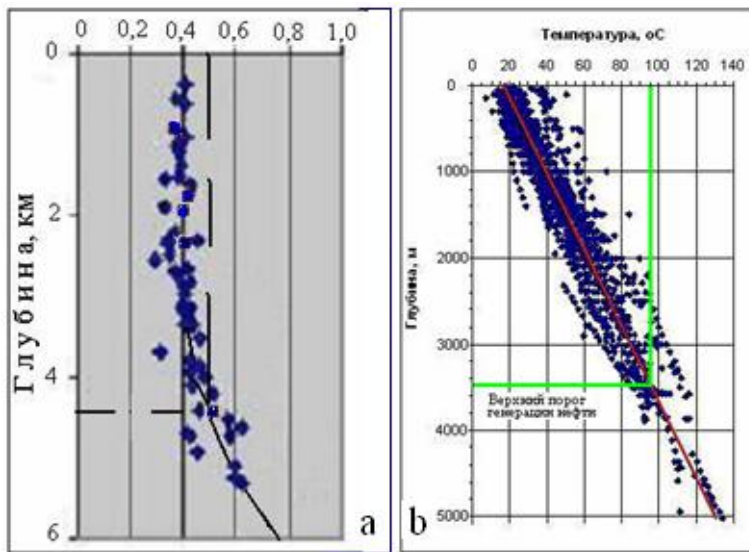


Рис. 2. Изменение современных (а) и палеотемператур (б) с глубиной в Прикаспийско-Губинском районе

не испытывает существенных изменений с глубиной (рис. 2, б). Ниже происходит нелинейное увеличение этого параметра с глубиной. Как принято считать, процесс нефтеобразования начинается при значении Ro около 0,5 %. Согласно представленному на рис. 3 графику можно заключить, что в исследуемом районе преобразование ОВ в нефть начинается примерно с глубины 4,5 км.

Таким образом, отмечается некоторое расхождение пороговых значений нефтегенерации, выявленных по современным (3,5 км) и палеотемпературным (4,5 км) данным, что связано со сложной историей развития этого района (наличие геодинамических инверсий, перерывов в осадконакоплении и т. д.). Используя геолого-геофизические профили, построенные для исследуемого региона, и среднюю величину порогового значения глубины начала нефтегенерации (около 4 км) можно спрогнозировать, какие из стратиграфических комплексов вовлечены в процесс нефтеобразования. На региональном профиле (рис. 3) стратиграфический интервал осадочных пород, вовлеченных в процесс нефтегенерации, меняется в пространстве.

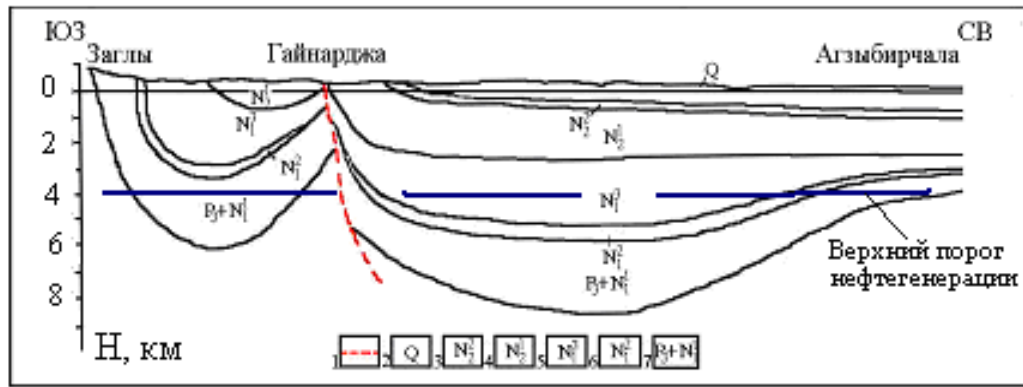


Рис. 3. Стратиграфическая приуроченность верхнего порога нефтегенерации

В узком Рустов-Гильярском прогибе, залегающем между СВ окончанием Большого Кавказа и Талаби-Гызылбурунской антиклинальной зоной, в нефтегенерацию вовлечены майкопские и более древние отложения. Далее к северо-востоку от Талаби-Гызылбурунской антиклинальной линии в пределах Губинского прогиба зона нефтегенерации смещена вверх по разрезу в более молодые миоценовые отложения.

Таким образом, на основании ранее измеренных и новых данных рассмотрены особенности современных и палеотемпературных условий Прикаспийско-Губинского района, в результате чего дана прогнозная оценка гипсометрической и стратиграфической приуроченности верхнего порога нефтегенерации, что имеет важное значение для определения дальнейших направлений поисково-разведочных работ в этом районе.

Литература

1. Алиев С.А. Геотермические поля Южно-Каспийской впадины и их связь с нефтегазоносностью: Автореферат. Дис. ... докт. геол.-минер. наук. – Баку, 1988 г. – 28 с.
2. Алиев С.А. Результаты геотермических исследований максимальным термометром месторождения Сиазаннефть // Ученые записки АГУ имени С.М. Кирова. – 1959. – № 2. – С. 79–83.
3. Алиев С.А., Салаев С.Г., Эфендиев Д.И., Каракашлы В.Л., Ахмедова Х.А. Геотермическая характеристика Прикаспийско-Кубинской области в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности // Советская геология, 1972. – № 12. – С. 133–138.
4. Гусейнов Г.А., Сайкин Е.М., Плющ А.М. К изучению геотермии Сиазанского нефтегазоносного района // АНХ. – 1970. – № 5. – С. 13–14.
5. Colin Barker. Organic geochemistry in petroleum exploration // AAPG Education Department, 1979. – 58 p.

НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ ДЛЯ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Гребенюк

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, когда вероятность открытия новых крупных месторождений очень невелика, а большинство месторождений, открытых ранее, находятся на поздней стадии разработки, приоритет малых месторождений неуклонно возрастает. На данный момент в России открыто более 1400 мелких месторождений, в которых текущие запасы нефти равны 12% общих запасов. Это свидетельствует о том, что запасы нефти в мелких месторождениях составляют достаточно весомую часть от открытых к настоящему времени запасов [1]. И особенно значительна их роль для нефтедобывающих районов с уже развитой инфраструктурой.

Так, Западная Сибирь является крупнейшим регионом, обеспечивающим устойчивое наращивание ресурсной базы страны, в котором разведанные неэксплуатируемые запасы составляют 22 % от общих запасов региона, эксплуатируемые – 15 %, неразведанный «резерв» достигает 53 % [4]. На территории Западной Сибири перспективными продолжают оставаться мезозойские отложения, в которых, помимо высокопродуктивного верхнеюрского нефтегазоносного комплекса, также выделяется нижнесреднеюрский, в последние годы рассматриваемый в качестве нового объекта поисково-разведочных работ для прироста запасов углеводородов.

Нижнесреднеюрские отложения распространены на большей части Западно-Сибирской плиты. В пределах Томского Приобья они принадлежат прибрежно-континентальной формации. Отложения нижней и средней юры представлены мелкоритмичным чередованием линзовидных пластов песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей, иногда с прослоями гравелитов и конгломератов. Обломочный материал слабо окатан, плохо отсортирован [3]. Породы обогащены углистым детритом. В фациальном отношении – это совокупность литифицированных осадков, образовавшихся в озерных, болотных водоемах и долинах рек [2].

Залежи углеводородов, приуроченные к данным отложениям, характеризуются достаточно сложным строением. Нижнесреднеюрский комплекс отличается резкой литолого-фациальной изменчивостью, невыдержанностью пластов-коллекторов по простиранию и значительными вариациями толщин продуктивных пластов. Ловушки в нижнесреднеюрском комплексе имеют довольно сложную геометрию, часто не подчиняющуюся структурному контролю.

Увеличение в балансе ресурсов, связанных с нефтегазоносными комплексами, которые залегают, как правило, на больших глубинах и отличаются сложным строением – объективная закономерность, отражающая динамику структуры потенциальных ресурсов [5]. На ранних стадиях освоения выявляются наиболее крупные, высокодебитные залежи (верхнеюрские), на поздних – все большее значение приобретают залежи малодебитные, сложного строения (нижнесреднеюрские). Но следует отметить, что на поздних стадиях освоения региона геологоразведочный процесс организован так, чтобы выявлялись лишь крупные высокодебитные залежи. Часто глубины скважин ограничиваются вскрытием верхнеюрских отложений, в то время как нижнесреднеюрские и палеозойские отложения остаются не разбуренными.

К примеру, Северо-Калиновое, Калиновое и Нижне-Табганское месторождения, расположенные в Пудинском нефтегазоносном районе, были открыты в 70-е годы. В пределах месторождений проводились как сейсморазведочные работы различных модификаций, так и поисковое и разведочное бурение; была установлена продуктивность нижнесреднеюрских отложений. Но при изучении нижнесреднеюрского продуктивного горизонта были выявлены некоторые трудности. Одной из них стала недостаточная информативность применяемого комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) для выделения пород-коллекторов и определения их насыщения. Комплекс ГИС разработан для верхнеюрских залежей, характеризующихся региональным распространением и значительными мощностями продуктивных пластов, в случае нижнесреднеюрских залежей он не обеспечивает надежного выделения эффективных мощностей, часто результаты испытания противоречат данным ГИС: без притока оказываются объекты с большими эффективными мощностями и, наоборот, промышленно продуктивными – разрезы, где по ГИС коллекторы не выделяются; объекты, интерпретированные как водоносные, при испытаниях дают нефть, и наоборот.

Для нижнесреднеюрского нефтегазоносного комплекса характерны низкие гидродинамические параметры, и, соответственно, невысокие дебиты скважин, поэтому разработка мер по интенсификации притоков и обеспечению устойчивых и высоких дебитов также является одной из важных проблем. Не найден надежный способ интенсификации притоков, обеспечивающий промышленные дебиты из объектов, дающих при испытании традиционными методами незначительные притоки.

Беглый анализ имеющейся информации свидетельствует о том, что залежи в нижнесреднеюрских отложениях в целом недостаточно изучены и даже недостаточно разведаны. Наблюдается сложное движение запасов по месторождениям (многократные пересчеты, списание, возвращение в баланс запасов по некоторым пластам). С одной стороны, это можно объяснить их чрезвычайно сложным геологическим строением, а с другой стороны тем, что все работы осуществлялись по принципу некоторой спонтанности, без разработки достаточно приемлемой модели. И в данном случае есть необходимость возврата к переосмысливанию информации, привлечения новых приемов комплексной интерпретации всех накопленных данных, применения математических методов и современных компьютерных технологий для увязки всей имеющейся информации в рамках региональных моделей геологического строения.

В связи с тем, что геолого-разведочный процесс для изучения нижнесреднеюрского нефтегазоносного комплекса поставлен также, как и для верхнеюрского, несмотря на их существенные отличия, до сих пор не решен вопрос о промышленной значимости залежей этого комплекса, хотя к нему возможно и приурочены значительные запасы.

Таким образом, для успешного освоения данных сложнопостроенных залежей на больших глубинах необходимо решить следующие задачи:

- a. найти оптимальный комплекс ГИС для этих отложений, позволяющий решать задачи хотя бы на качественном уровне (коллектор – неколлектор, продукт – вода);
- b. разработать новые приемы вскрытия, опробования и интенсификации притоков для пластов в нижнесреднеюрских отложениях;
- c. разработать методы интерпретации сейсморазведочных материалов, позволяющие выделять интервалы разреза с улучшенными коллекторскими свойствами;
- d. определить распределение проницаемых комплексов резервуаров и флюидоупоров, оценить их свойства;
- e. установить закономерности распространения пород с удовлетворительными коллекторскими свойствами, провести трассирование зон распространения таких коллекторов;

Комплекс залегаєт на значительных глубинах. Это усложняет решение поисково-разведочных задач и делает все ошибки более дорогостоящими. Вероятностный подход, элемент риска всегда останутся характерными чертами геолого-разведочного процесса. Однако, знание закономерностей в распределении сложно построенных залежей, соотнесение геологического строения объектов с техническими возможностями их изучения позволяют уменьшить этот риск, а значит, уменьшить количество непродуктивных скважин, управлять структурой подготавливаемых запасов.

Литература

1. Аметов И.М., Давыдов А.В., Гомзиков В.К. Состояние и проблемы освоения малых залежей // Нефтяное хозяйство, 1999. – № 3. – С. 24–25.
2. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / Под ред. М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранской, Н.Ф. Чистяковой и др. – М.: Недра, 1988. – 303 с.
3. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / Под ред. А.В. Гольберт, Л.Г. Маркова, И.Д. Полякова, В.Н. Сакс, Ю.В. Тесленко. – М.: Наука, 1968. – 152 с.
4. Садовник П. Россия богата ... потенциалом // Нефть России. – Москва, 2003. – № 1. – С. 21–23.
5. Хафизов Ф.З., Онищук Т.М., Шпильман В.И. и др. Проблемы нефтегазоносности глубокозалегающих и сложно построенных объектов Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1988. – № 5. – С. 2–5.

ОСОБЕННОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ В ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ, ПРИУРОЧЕННЫХ К СЛОЖНОПОСТРОЕННЫМ КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Д.В. Гуськов

ОАО «Татнефть», Нефтегазодобывающее управление «Лениногорскнефть», г. Лениногорск, Россия

Залежи нефти 302, 303 расположены в южной части Ромашкинского месторождения. Залежи в отложениях башкирского и серпуховского ярусов массивно-слоистого типа приурочены к карбонатному массиву, в котором отдельные пористые и проницаемые слои насыщены нефтью.

302, 303 залежи практически по всему периметру гидродинамически связаны как между собой, так и с водоносной областью. Гидродинамическую связь обеспечивает наличие ярко выраженной вертикальной трещиноватости и упруго-водонапорного режима залежей. Помимо этого, нефть в пластовых условиях имеет высокое

значение динамической вязкости (40 МПа*с), т.е. нефть имеет скорость фильтрации в 40 раз меньше по сравнению с фильтрацией пластовой воды. И если учесть тот факт, что вода прорывается по трещинам, а нефть просачивается из матрицы породы, то скорость фильтрации воды относительно нефти многократно возрастает. Все выше перечисленное приводит к преждевременному прорыву воды по трещинам, кавернам и крупным порам из нижележащей водонасыщенной части массива к стволу скважины. По этой причине залежи являются сложными объектами с точки зрения их выработки [1].

Из анализа работы скважин, пробуренных на 302, 303 залежах за период с 2000 по 2005 год, видно, что происходит очень быстрое обводнение. На сегодняшний день из 222 скважин 73 работают с обводненностью более 70 %. Средняя обводненность составила 60 %.

Показателем скорости обводнения является коэффициент падения дебита по нефти. На 302, 303 залежах он равен 0,67. Естественно, что с таким значением коэффициента скважины не вырабатывают свои извлекаемые запасы. Встает вопрос о необходимости проведения работ по ограничению водопритока.

На залежах за период ее разработки было проведено 670 водоизоляционных работ с применением различных реагентов и технологий. Наибольшее число скважино-обработок проведено с применением таких реагентов, как СНПХ–9633, нефтешламовый продукт (НБП), Дисин, водо-цементная смесь (ВЦС), водонабухающий полимер (ВНП), вязкоупругие системы (ВУС), гидрофобнополимертампонажный состав (ГПТС) и в двух горизонтальных скважинах открытый забой оборудован колонной оснасткой типа КРР–146.

Сущность технологий по водоизоляции заключается в следующем:

- закачка СНПХ–9633. Технология основана на способности углеводородного раствора ПАВ при взаимодействии с минерализованной водой образовывать вязкие устойчивые эмульсии;
- при водоизоляции НБП производится закачка в скважину разогретых до 70 °С битумов Мардово-Карамальского месторождения;
- закачка инвертной дисперсии «Дисин». При застывании композиции в пласте образует гель с низким значением вязкости. В основном используется для блокировки мелких трещин;
- ВЦЗ. Закачивается водоцементный раствор с последующим вымыванием излишка раствора или при низкой эффективности предыдущих работ по ограничению водопритока производится обычная забойная заливка с отключением части пласта аналогично возврату на верхний горизонт;
- ВНП. Способен создавать гели в водных средах, при этом увеличиваясь в объеме в 60–80 раз;
- ВУС. Изолирующие свойства таких гелеобразных систем возникают за счет образования химических связей – мостиков между функциональными группами полимера и активными группами на поверхности породы, цемента, металла;
- ГПТС. Образуются гелеобразные составы за счет смешивания гидрофобного полимерного тампонирующего состава с отвердителем и нефтенабухающим наполнителем;
- Спуск КРР. Технология для избирательного разобщения нефтеносных и водоносных интервалов скважин путем установки колонных фильтров, клапанов и пакеров в стволе скважины.

Проводя анализ перечисленных технологий, применяемых за последние годы для ограничения водопритока и наиболее часто применяемых в первые годы разработки залежей (табл. 1), можно сказать, что на общем фоне лучшую эффективность показывает водоцементная заливка. Но структура пустотного пространства карбонатных коллекторов очень сложна, поэтому универсальной методики, позволяющей добиться 100 %-ой успешности по изоляции водопритока в коллекторах 302, 303 залежей, не существует.

Таблица 1

Эффективность изоляционных работ на залежах 302, 303

| № п/п | Наименование метода изоляции | количество скважин | | % успешности | отр-ых дней на 1 скв | Доп. добыча, т. | Доп. добыча на одну скв., т. | прирост доб. нефти, т/сут |
|-------|---|--------------------|------------------|--------------|----------------------|-----------------|------------------------------|---------------------------|
| | | всего | в т. ч. успешных | | | | | |
| 1 | Водо-цементная смесь | 37 | 34 | 83 | 644 | 56500 | 1527 | 2,4 |
| 2 | НКС+цемент | 38 | 34 | 90 | 416 | 26800 | 705 | 1,7 |
| 3 | Алюмохлорид в комплексе с ПАА и бентонитовым порошком | 9 | 8 | 89 | 183 | 2500 | 280 | 1,5 |
| 4 | Нефтешламовый продукт | 13 | 8 | 62 | 66 | 1200 | 85 | 1,3 |
| 5 | ДНПХ–8700 | 8 | 5 | 63 | 316 | 6600 | 775 | 2,4 |
| 6 | Водонабухающий полимер | 5 | 3 | 60 | 349 | 1600 | 320 | 0,9 |
| 7 | Нестационарный режим дренирования | 9 | 6 | 67 | 128 | 1900 | 211 | 1,6 |
| 8 | СНПХ–9633(9630) | 213 | 168 | 79 | 523 | 230427 | 1080 | 2,1 |
| 9 | Дисин | 36 | 15 | 42 | 272 | 16421 | 456 | 1,6 |
| 10 | НБП | 85 | 52 | 61 | 328 | 36269 | 426 | 1,3 |
| 11 | ГЭР | 8 | 4 | 50 | 116 | 2030 | 253 | 2,2 |
| 12 | ВУС | 3 | 3 | 100 | 418 | 1104 | 368 | 0,88 |
| 13 | ГПТС | 4 | 3 | 75 | 143 | 911 | 228 | 1,6 |
| 14 | КРР | 2 | 1 | 50 | 30 | 90 | 45 | 1,49 |

В лаборатории ТАТНИПИ было проведено 2095 анализов ядерного материала, отобранного из серпуховско-башкирских отложений 302, 303 залежей. По результатам этих анализов получен разброс значений раскрытости микротрещин и поровых каналов. Разброс составил 6,78–1080 мкм.

Зная разброс в размерах трещин и поровых каналов, тип коллекторов и технологии проведения водоизоляционных работ, можно объяснить недостаточную эффективность всех видов водоизоляционных работ:

– гели, образовавшиеся после закачек СНПХ, ВВП, ВУС, «Дисин», ГПТС, способны удерживаться лишь в мелкой трещине, размеры которой соответствуют размеру глобул образовавшегося геля. При создании депрессии, в более крупной трещине частицы геля способны удержаться лишь по периферии трещины, т.к. наибольшее сопротивление депрессии возникает при контакте глобула – порода, а не глобула – глобула. Поэтому глобулы гелей, контактирующие только с глобулами, легко вымываются из трещинной системы пласта даже при минимальных депрессиях. Тем самым открывается канал для обводнения и одновременно засоряется погружная установка, что вынуждает проводить преждевременные ремонты насоса.

– низкая эффективность от закачек НБП объясняется снижением температуры закачиваемого битума, а, следовательно, и повышением его динамической вязкости при прокачивании его через колонну НКТ. В результате глубокого проникновения битума в трещинную систему пласта не происходит, и сильного снижения процента обводненности после закачки НБП не наблюдается.

– изоляция интервалов, обводняющих скважину, лишь отсечением их с помощью пакерующих устройств привода КРР также не оправдала себя. Шесть метров трещинно-порового и порово-кавернозного карбонатного коллектора не способны долговременно удерживать депрессию в 1,3 МПа, возникающую между работающим нефтенасыщенным и отсеченным интервалом с обводняющей скважиной трещинной системой. Поэтому только в одной скважине удалось получить непродолжительный эффект от спуска привода КРР (табл. 1).

– на сегодняшний день проведение ВЦЗ в открытом стволе приводит к поочередному закупориванию мелких водоносных каналов, крупных водоносных каналов с одновременным закупориванием мелких каналов нефтенасыщенной матрицы независимо от того, производится ли обычная забойная заливка или заливка с вымыванием излишков. В результате чего скважина становится либо мало дебитной, либо вовсе бесприточной. Проведение же кислотных ОПЗ для восстановления продуктивности скважины неэффективно, т.к. происходит образование новых каналов для обводнения скважины. Проведение ВЦЗ в обсаженном стволе с последующей перфорацией кровли башкирских отложений приводит к захоронению невыработанных запасов 303 залежи.

Несмотря на то, что при проведении водоизоляций мы не всегда достигаем желаемого результата, для НГДУ поддержание добычи нефти на прежнем уровне и повышение конечного КИН по скважинам является важнейшей задачей. Поэтому приходится проводить и вторые и третьи и седьмые ремонты по ограничению водопритока на одной скважине. Проводя аналогию с многолетним опытом проведения повторных ремонтов по водоизоляции на скважинах, разрабатываемых девонские отложения, нам бы не стоило ожидать хороших приростов дебитов нефти от подобных работ и на карбонатных коллекторах. Для опровержения этого был проведен анализ по распределению суточного прироста нефти и средней накопленной нефти после проведения 1–2 и 5–7 водоизоляционных работ на 302, 303 залежах (табл. 2).

Таблица 2

Распределение суточного прироста нефти от проведения 1–2 и 5–7 водоизоляционных работ

| Кол-во ремонтов всего | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | Итого |
|--|-----|-----|----|----|-----|-----|-----|-------|
| Кол-во скважин, шт | 116 | 64 | 53 | 26 | 18 | 5 | 3 | 648 |
| Ср. суточный прирост нефти, т/сут | 1,4 | 1 | | | 1,3 | 1,3 | 1,3 | |
| Среднее | 1,2 | | | | 1,3 | | | |
| Ср. накопленная нефть после ремонта, т | 793 | 346 | | | 353 | 780 | 536 | |
| Среднее | 570 | | | | 556 | | | |

Из таблицы видно, что в среднем прирост от 5-го, 6-го, 7-го ремонта составляет 1,3 т/сут нефти, а средний прирост после проведения 1-ой и 2-ой водоизоляции составляет 1,2 т/сут. Это говорит об отсутствии эффективной методики водоизоляции, позволяющей после первого ограничения водопритока, надежно изолировав обводняющие каналы, выработать запасы. Также практически одинаковая средняя накопленная нефть после ремонта говорит о том, что на сегодняшний день проведение 5, 6, 7 работ по водоизоляции на 302, 303 залежах оправдано.

Из табл. 1 видно, что до разработки более эффективной технологии изоляции водопритока для скважин 302, 303 залежей можно рекомендовать применение технологии СНПХ–9633, позволяющей предохранить запасы от захоронения и показавшей неплохой прирост добычи нефти 2,2 т/сут при достаточно высоком проценте успешности.

Литература

1. Тронов В.П. Фильтрационные процессы и разработка нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2004. – 584 с.

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕНОСНОСТЬ ПЕРМСКИХ РИФОВЫХ МАССИВОВ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Ю.В. Ендалова

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

Ископаемые рифогенные образования широко распространены среди осадочных толщ всех систем. Во многих нефтегазоносных областях мира с погребенными ископаемыми рифами связаны промышленные скопления углеводородов (УВ). В карбонатных коллекторах содержится 38 % мировых запасов нефти.

К рифовым массивам различного возраста приурочены месторождения УВ Ближнего и Среднего Востока, Северной Африки, Мексики и других районов мира. Примерами служат нефтяное месторождение Поса-Рика (Мексика), газовое – Зеварды (Узбекистан), нефтяное – Рейнбоу (Канада) [3]. В США с рифом пермского возраста связано месторождение Эмпайр-Або с суммарной добычей более 250 млн. баррелей нефти, в силурийских отложениях Мичиганского бассейна бурением выявлено более 900 нефте- и газоносных рифовых пиков [5].

Залежи нефти и газа в рифовых массивах сакмаро-артинского возраста нижней перми расположены цепочкой во внутренней части Бельской впадины и Мраковской депрессии Предуральского краевого прогиба и постепенно погружаются с севера на юг. Их высота достигает 1000 м и более.

В направлении с севера на юг по мере возрастания глубин залегания продуктивных отложений происходит постепенное уменьшение плотности нефти, наблюдается снижение содержания серы и смолистых веществ, повышение содержания ароматических углеводородов в бензиновых фракциях. В целом по месторождениям рифовых массивов отмечается постепенное повышение товарного качества нефтей в направлении с севера на юг. С увеличением глубины погружения возрастает газонасыщенность нефти и появляются газовые шапки [4].

К югу от г. Ишимбая в узкой (не более 10 км), но протяженной (120 км) полосе западного борта Предуральского прогиба выявлено 37 нефтегазоносных рифовых массивов разных форм и размеров. За всю историю добычи башкирской нефти из Ишимбайской полосы рифовых массивов было открыто и находится в разработке 18 месторождений с общим фондом 660 добывающих и 49 нагнетательных скважин, с суммарными начальными геологическими запасами нефти более 190 млн. т и начальными извлекаемыми запасами более 60 млн. т. Годовая добыча нефти 154,2 тыс. т, с начала разработки добыто 49 185,2 тыс. т [1].

Общим для этих месторождений является то, что все они связаны с рифовыми массивами сакмаро-артинского возраста нижней перми, имеют большой этаж нефтеносности (50 – 500 м) и нефтенасыщенную толщину от 15 м (Шамовское месторождение) до 440 м (Старо-Казанковское месторождение). Промышленно нефтеносные карбонатные коллекторы залегают на глубинах 300–1600 м. Все залежи нефти подстилаются подошвенной водой и в нижней части имеют зону окисленной нефти (ЗОН) толщиной от 8 – 12 до 28 – 50 м, в краевых частях отдельных массивов до 95 м. Вязкость пластовой нефти по большинству месторождений колеблется от 1,25 до 4,4 мПа*с и только на четырех месторождениях достигает 7–14,9 мПа*с. Большинство месторождений имело газовую шапку, выявлено несколько чисто газовых залежей. Нефти рифовых массивов относят к смолистым, парафинистым, сернистым и обладают низкой вязкостью. Попутный газ в основном углеводородный, с незначительным содержанием азота, двуокиси углерода и сероводорода [2].

Все месторождения этой группы разрабатывались в естественном режиме истощения. Некоторые месторождения (Грачевское, Озеркинское) разрабатывали с закачкой газа, а отдельные объекты (Ишимбайское, Введенское) – с закачкой воды. Во время эксплуатации происходит быстрое падение пластового давления и дебита скважин. Все они находятся на поздней стадии разработки и характеризуются, несмотря на длительный период разработки (некоторых из них более 60 лет), низкой нефтеотдачей (не более 30 %).

Рассмотрим три типа месторождений сакмаро-артинского возраста, приуроченных к рифовым массивам Бельской и Мраковской депрессий – нефтяное, нефтегазовое и газовое.

Ишимбайское нефтяное месторождение – первенец башкирской нефти открыто в 1932 г. Запасы нефти и газа приурочены к пористо-кавернозным известнякам и доломитам органогенного типа с весьма изменчивой пористостью и проницаемостью коллекторов [4].

Ишимбайский рифовый массив представляет собой связку рифов, соединенных узкими перешейками в единую крупную систему. Всего выделяются шесть рифовых массивов: западный, восточный, южный, Буранчинский, Кузьминовский и Термень-Елгинский. В целом протяженность Ишимбайского массива составляет 8,5 км при ширине до 2 км. Глубина залегания колеблется от 255 м до 1200 м. Склоны массивов имеют различную крутизну: от 5^0 до 50^0 . На всех массивах рифы полностью нефтенасыщены. Характерны большие этажи нефтеносности (от 220 м до 500 м). Начальные характеристики нефти не изучены. Пластовая вода высокоминерализованная, плотность – 1,195 г/см³, общая минерализация – 295,1 г/л. Начальные запасы нефти по поздним оценкам составляли: балансовые около 42,8 млн т, извлекаемые – 14,4 млн т. Ожидаемая нефтеотдача – 0,283 [1].

На месторождении испытаны различные методы поддержания пластового давления. В 1941 – 44 гг. после значительного истощения залежей проводилась опытная закачка природного газа. Всего было закачено 1,7 млн м³ газа. Однако эффекта не получено. В 1947 г. испытана закачка воздуха, всего закачено 0,8 млн м³. Из-за прорывов воздуха в соседних скважинах эксперимент был прекращен. В 1951–53 гг. в опытном порядке закачивали промышленные сбросовые воды. Произошло резкое обводнение соседних скважин [2]. Месторождение находится на заключительной стадии разработки.

Грачевское нефтегазовое месторождение открыто и введено в эксплуатацию в 1957 г. Залежь нефти приурочена к одиночному сакмаро-артинскому рифовому массиву. ВНК на отметке –1231 м, кровля ЗОН на отметках от 1199 м до 1207 м. Мощность ЗОН – 25–69 м. Этаж нефтеносности – 490 м, средняя нефтенасыщенная мощность – 83 м. Извлекаемые запасы нефти – 4,7 млн. т, запасы газа в газовой шапке – 1603 млн. м³.

Разработку месторождения осуществляли на естественном режиме без поддержания пластового давления. На месторождении осуществляли закачку воздуха и газа. Ни в одном случае не было получено такого эффекта, который позволил бы применить метод в широком промышленном масштабе [1]. В 1965 и 1974 гг. проводили экспериментальные работы по созданию мощным взрывом в теле нефтенасыщенного массива зон искусственной трещиноватости, однако увеличение коэффициента нефтеизвлечения не превысило 0,03 [2].

С начала разработки Грачевского месторождения отобрано 4 611 тыс. т нефти (31,5 % балансовых запасов) и 1 766 млн м³ газа. Накопленная дополнительная добыча нефти в результате закачки газа составила 1 002,9 тыс. т.

Мусинское газовое месторождение открыто в 1959 г. Приурочено к двум рифовым массивам с крутыми (до 60°) склонами. Газонефтяной контакт (ГНК) северного массива – 1420 м, южного – 1470 м. Мощность ЗОН 30 – 40 м. Начальные запасы газа – 3400 млн м³, стабильного конденсата – 173 тыс. т. Содержание газоконденсата – 200 см³/м³. С начала разработки месторождения отобрано газа 2 231 млн м³ [1]. Данные по месторождениям приведены в таблице.

Таблица

**Месторождения РБ с рифогенными коллекторами залежей УВ
(составлено с использованием данных [1], [2], [4])**

| Месторождение | Нефтенасыщенная мощность, м | Коллекторские свойства | | Нефть в пластовых условиях | | |
|---------------|-----------------------------|------------------------|---------------------------------|------------------------------|---------------------|-----------------------------------|
| | | Пористость, % | Проницаемость, мкм ² | Плотность, г/см ³ | Вязкость, мПа*с | Газовый фактор, м ³ /т |
| Ишимбайское | Н. Д. | макс. 42 ср. 16 | макс. 9,9 ср. 0,14 | 0,881 | 2–3 | расч. 127 |
| Грачевское | 83 | Макс. 37 Ср. 13 | 0,04 | 0,863 | 2,1 | 98,5 |
| Мусинское | газонас. мощ. 220 | 5 | 0,039 | газа по воздуху 1,2 | содержание газа 216 | |

аким образзом, для продуктивной част и раз

Т

еза рифовых массивов Предуральского прогиба характерны распространение в нефтеносном разрезе исключительно массивных органогенных рифообразующих известняков, большое развитие кавернозности и пористости пород, большая высота этажа нефтенасыщенности рифовых комплексов / Под ред. К.Р. Чепикова. – М: Мир, 1968. – 294 с.

Группа месторождений, приуроченных к рифовым постройкам Предуральского краевого прогиба, является наиболее крупной по текущим извлекаемым запасам, но и наиболее выработанной. Несмотря на различие применяемых методов воздействия, на месторождениях не вовлечены в активную разработку значительные запасы нефти. Наиболее эффективным для повышения нефтеотдачи месторождений в рифовых массивах является метод смешивающегося вытеснения нефти газами.

Литература

1. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 424 с.
2. Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов / Под ред. К.Р. Чепикова. – М: Мир, 1968. – 294 с.
3. Исхаков И.А., Габитов Г.Х. и др. Перспективы добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на истощенных рифовых месторождениях Предуральского прогиба Башкортостана // Нефтяное хозяйство, 2003. – № 4. – С. 24–27.
4. Котенев Ю.А., Ягафаров Ю.Н., Давыдов В.П., Андреев В.Е. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений южного региона Башкортостана. – СПб: Недра, 2004. – 286 с.
5. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Перевод с английского – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. – 752 с.

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ ЧАСТИ АЖАРМИНСКОГО МЕГАВАЛА**

А.А. Жильцова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день состояние изученности пород фундамента в восточных районах Томской области всё ещё остаётся очень низким. Отсутствуют достоверные данные, нет единого мнения о геологической природе и тектонической принадлежности, литолого-фациальном составе, возрасте и условиях осадконакопления, мощностях и распространении по площади отдельных комплексов, что не позволяет в полной мере определить масштабы возможной генерации и произвести однозначную количественную оценку прогнозных запасов. Все эти факторы позволяют сделать вывод о необходимости дальнейшего проведения региональных и поисковых работ для получения научно обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности изучаемого района. Именно поэтому объектом изучения был выбран Ажарминский мегавал, юго-западная часть которого расположена на северо-востоке Томской области [1], [2].

Объект изучения – Ажарминский мегавал, в административном положении расположен на территории Каргасокского района Томской области.

Гидрографическая сеть района представлена рекой Тым и ее притоками – Ванжилька, Косес, Подельга, Лымбелька.

В тектоническом отношении Ажарминский мегавал (совпадающий в плане с Ванжильским прогибом) расположен к северу от Алипской депрессионной зоны.

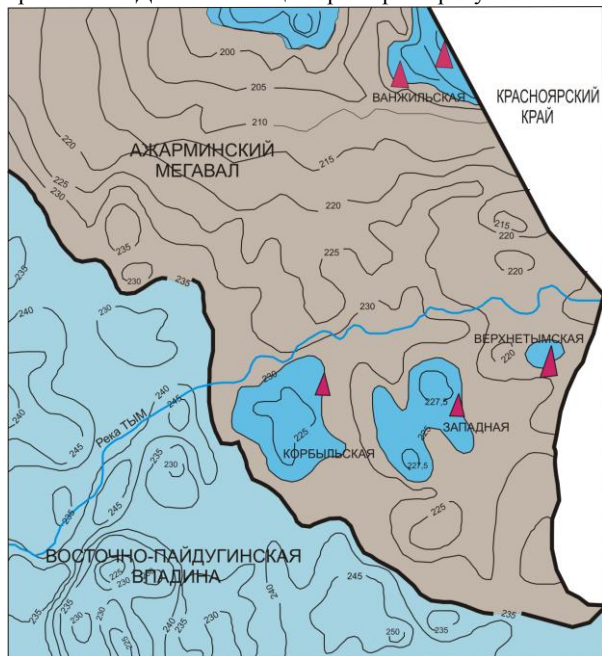
В 1971 году на изучаемой территории Томским геофизическим трестом были проведены сейсморазведочные работы, в результате которых были получены дополнительные сведения о поверхности доюрского фундамента в региональном плане в пределах Ажарминского мегавала. В период с 1975 по 1980 годы с/п 16/80-81, 16/81-82 проводили маршрутные исследования МОГТ (методом общей глубинной точки) с целью уточнения строения Ажарминского мегавала. Это позволило выделить в палеозойском разрезе структурно-формационные зоны, перспективные для изучения внутреннего строения доюрского комплекса.

На Ажарминском мегавале (на территории Томской области) пробурено 5 глубоких скважин, из них 2 параметрические. В 1971 году была пробурена параметрическая скважина Ажарминская 450, которая испытывалась с 23 декабря 1971 года по 9 июня 1972 года. Забой скважины расположен на глубине 3111 м. Скважина вскрыла палеозойские отложения в интервале глубин 2941–3111 м (170 м).

Цель бурения данной скважины заключалась в оценке палеозойских платформенных отложений, в связи с перспективами их нефтегазоносности.

Прежде, чем рассматривать отложения доюрского фундамента, необходимо дать краткую характеристику пород осадочного чехла южной части Ажарминского мегавала, состав которых резко отличается от своих основных аналогов центральной и западной частей Томской области (рис. 2).

Нижнесреднеюрские образования представлены отложениями макарговской (возрастным аналогом ее является урманская свита) и тюменской свит. Макаровская свита представлена аргиллитами серыми, темно-серыми с остатками растительного детрита и песчаниками с маломощными прослоями алевролитов. Тюменская свита сложена аллювиальными, озерными, болотными отложениями. По особенностям литологического состава свита разделяется на три подсвиты: нижнюю – существенно песчаную, среднюю – переслаивание аргиллитов, алевролитов и прослоев песчаника с преобладанием первых и верхнюю – чередование алевролитов и песчаников с подчиненными пропластками аргиллитов. Для всей толщи характерно присутствие пластов углей различной мощности.



▲ – пробуренные параметрические скважины
 Рис. 1. Обзорная карта северо-востока Томской области

Палеогеновые отложения залегают на размытой поверхности сымской свиты и объединяют отложения талицкой, люлинворской и некрасовской серии. Они представлены серыми и зеленовато-серыми песками с прослоями и линзами суглинков.

Стратиграфия палеозоя и докембрия для изучаемой территории в настоящее время разработана условно. Редко расположенные на востоке Томской области глубокие скважины вскрывали лишь верхнюю часть доюрского разреза, по ряду скважин не было однозначного решения вопроса о возрасте вскрываемых доюрских толщ. Так и скважина Ажарминская 450 вскрыла палеозой в интервале глубин 2941–3111 м (170 м). Вскрытый скважиной на Ажарминском мегавале доюрский комплекс относится к триасовым образованиям, которые представлены в целом темноцветной толщей полимиктовых песчаников с прослоями и линзами алевролитов и аргиллитов. Отложения претерпели существенные метаморфические изменения, выразившиеся в уплотнении, окремнении и развитии таких вторичных минералов, как пренит, эпидот и др. В результате метаморфических преобразований породы характеризуются пестрой окраской (преимущественно красных и зеленых цветов), неравномерным, но повсеместным присутствием продуктов вулканической деятельности (обломков вулканического стекла и эффузивов, преимущественно основного и среднего состава) (рис. 3).

Для расчленения доюрского разреза

Разрез верхнеюрских отложений вскрыт тяжинской и максимоярской свитами. Тяжинская свита (аналогом которой является наукасская свита) представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с остатками обугленного растительного детрита, пирита. Отложения максимоярской свиты залегают с размывом на тяжинских алевролитах и представлены зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами с прослоями глин. На восточном склоне Вездеходного поднятия максимоярская свита переходит в глинистую марьяновскую.

Нижнемеловые отложения представлены породами илекской свиты, которые залегают на размытой поверхности юрских отложений и состоят из пестроцветных аргиллитоподобных и алевролитистых глин с прослоями песчаников и алевролитов (возрастными аналогами являются куломзинская, тарская и киялинская свиты).

Верхнемеловые отложения представлены симоновской и сымской свитами. Симоновская свита сложена неравномерно переслаивающимися зеленовато- и буровато-серыми песчаниками-песками, алевролитами и глинами. В нижней части свиты довольно часто встречаются слои и линзы углей. Континентальные отложения сымской свиты представлены преимущественно светло-серыми и желтовато-серыми разнозернистыми песчаниками-песками кварц-полевошпатового состава с прослоями алевролитов и глин.

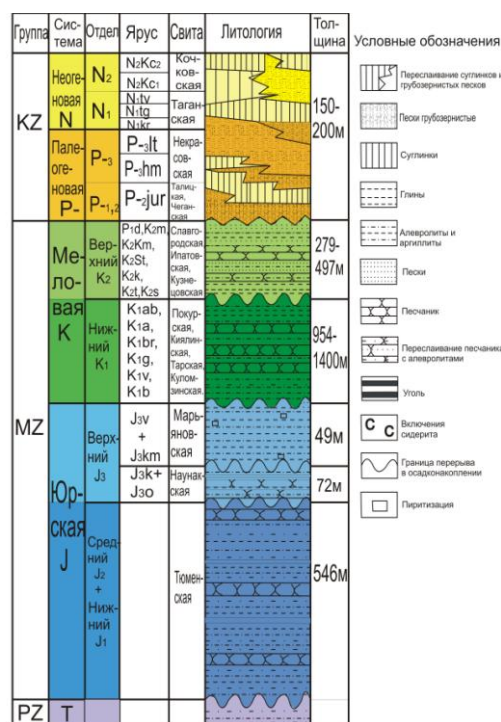


Рис. 2. Схематичный сводный стратиграфический разрез осадочного чехла Ажарминского мегавала

многими исследователями использовались временные разрезы методом общей глубинной точки и проводилось сопоставление структурно-формационных сейсмокомплексов изучаемого объекта со смежными регионами Красноярского края.

Архейско-протерозойские образования на изучаемой территории бурением не вскрыты. В сопредельных районах Красноярского края данные отложения представлены метаморфическими сланцами, кварцитами, филлитами.

Отложения кембрия на востоке Томской области и сопряженных районов Красноярского края вскрыты скважинами Елогуйская-1, Тыйская-1 в левобережье Енисея и Вездеходная-4 на северо-востоке Томской области. Скважина Елогуйская-1 в интервале глубин 1632–1884 м вскрыла рифогенные известняки серые, массивные с трилобитами и брахиоподами. В скважине Тыйская-1 в интервале глубин 697,0–1286,5 м вскрыты известняки и доломиты преимущественно серой окраски, иногда глинистые, с подчиненным количеством алевролитов. Скважина Вездеходная-4 вскрыла кембрийские отложения, представленные вулканогенно-осадочными породами – чередованием толщ эффузивных и терригенных отложений.

Отложения, условно относимые к ордовику, установлены в разрезах скважины 1 Северо-Лымбельской и скважины 1 Няргинской площадей. В первом случае вскрыты зеленые, вишневые аргиллиты, сильно известковистые, во втором случае ордовикские отложения представлены темно-серыми известняками, ступково-водорослевыми, участками доломитизированными, мраморизованными и известковистыми аргиллитами бурых оттенков, переходящими в мергели.

Отложения, условно датируемые силуром, выделены в лымбельскую толщу со стратотипом в скважине 1 Северо-Лымбельской площади. Толща представлена чередованием темно-серых и вишнево-красных аргиллитов, мергелей и глинистых известняков.

Отложения девона вскрыты рядом скважин в смежных районах Томской области. Нижнедевонские отложения представлены эффузивно-осадочными образованиями – диабазами, базальтовыми порфиридами, туфами. Отложения верхнего девона представлены чередованием алевролитов, песчаников, известняков и туфопесчаников.

| Группа | Система | СФСК | Мощ-ть км | Отр.гор. | Литология | Литологическое описание |
|--------|---------|------|-----------|----------|--|-------------------------|
| MZ | J | | | Φ_2 | | |
| | D | I | 0,3-1 | Φ_3 | Известняки глинистые, внизу-эффузивно-осадочные породы Ванжильская, Западная, Корбыльская | |
| | S | II | 0,3-0,6 | Φ_4 | Толща глинистых известняков с неравномерными прослоями аргиллитов-алевролитов и песчаников Ванжильская, Корбыльская | |
| PZ | Є | III | 1,5-5 | Φ_5 | Разрез подразделяется на предположительно карбонатную монофазальную, предположительно интрузивную предположительно карбонат-галогенную толщи | |
| | | | | Φ_6 | | |
| PR | V-R | IV | 1,5-3 | Φ_7 | Терригенно-карбонатные отложения; на Вездеходной площади - соли (по данным сейсмоки) | |

Рис. 3. Схематичный сводный стратиграфический разрез палеозойских отложений Ажарминского мегавала

Отложения карбона представлены чередованием серых известняков, бурых песчаников, туфов, гравелитов, конгломератов.

Так как скважина Ажарминская 450 вскрыла доюрские отложения на небольшую толщину, перспективы нефтегазоносности изучаемой территории приводятся по результатам обобщения геолого-геофизических материалов по востоку Томской области и сопряженных территорий Красноярского края. В пределах Ажарминского мегавала мезокайнозойские отложения можно считать неблагоприятными для сохранения скоплений углеводородов, так как в разрезе мела и юры отсутствуют надежные флюидопоры.

Средне-верхнепалеозойские карбонатно-терригенные метаморфизованные толщи, выполняющие Ажарминскую зону, также малоперспективны. В них концентрации сапропелевого органического вещества (ОВ) чрезвычайно низкие. Повышенное содержание ОВ гумусового типа в отдельных прослоях обусловлено примесью аллохтонного углефицированного детрита высшей наземной растительности. Осадочные породы претерпели значительное уплотнение и ороговикование под влиянием глубокого регионального и контактового метаморфизма. Вместе с тем в верхней части разреза, расположенного рядом с Вездеходным поднятием, 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).

Таким образом, приведенные выше данные хотя и не позволяют оценить высокой перспективы доюрского разреза южной части Ажарминского мегавала, но дают основание предполагать возможность обнаружения скоплений углеводородов в более древних стратиграфических комплексах.

Литература

1. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.
2. Степанов С.А. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозоя и венда на северо-востоке Томской области. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1991. – 90 с.

О МЕХАНИЗМЕ ПРОЯВЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ И ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ АНИЗОТРОПИИ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА
К.О. Исказиев, П.П. Кибиткин

Наличие пространственной фильтрационной анизотропии коллекторов выражается в существовании закономерных направлений, благоприятных для внутри- и межпластовых перетоков флюидов. Это явление влияет на колебание дебитов эксплуатационных скважин, режим работы нагнетательных скважин и надежно устанавливается прямыми определениями фильтрационных свойств на экспериментальных образцах, показывающих различие абсолютной проницаемости по разным направлениям. Геологическими причинами наличия и проявления анизотропии являются фациальные условия образования коллекторов, тектонический режим, процессы изменения горных пород, напряженное состояние массива горных пород [1].

В рамках данной проблемы традиционные представления об однородной структуре коллекторов, представляемых в виде параллельно-слоистых геологических тел с одинаковой горизонтальной проницаемостью по различным направлениям, выглядят совершенно некорректными. Необходимо сконцентрировать внимание на характеристике неоднородных геологических объектов и разработать приемлемую методику достоверного определения анизотропных петрофизических параметров коллекторов. Как пример неоднородности, рассмотрим геолого-геофизическую характеристику месторождения Кисимбай.

Основной валанжинский продуктивный горизонт месторождения изучен по образцам, отобранным в разведочных скважинах № 8, № 9, а также в эксплуатационной скважине № 34. В составе горизонта выделяется три пласта, различных по своим характеристикам. По данным ГИС верхняя часть горизонта характеризуется относительно небольшими сопротивлениями 1–2 Омм. Судя по характеру изменения кривых, верхний пласт сложен очень тонким переслаиванием глин, алевролитов, песчаников на карбонатном цементе и алевролитистых известняков и доломитов. Наличие в разрезе валанжина последнего подтверждается керновым материалом, в том числе исследованиями образцов керна в шлифах. Средний пласт толщиной 3–4 м выделяется высокими сопротивлениями до 9–12 Омм, что обусловлено наличием известняков и доломитов, местами переходящих в практически непроницаемые пропластки.

По результатам литолого-петрографических исследований образцов керна пласты продуктивного горизонта представлены доломитам тонкозернистыми, светло-коричнево-серой окраски с темно-серым крапом. В шлифе опоры доломита составляет агрегат зерен доломита неправильной формы с элементами ромбоздров серого цвета с темно-серыми пятнами (реликтовая окраска первичной породы) размером 0,01–0,03 мм, в редких случаях 0,05–0,1 мм. Агрегат доломита вмещает в себе угловатые зерна кварца размером 0,03–0,06 мм до 20 %, в отдельных участках шлифа до 25–30 % и полуугловатые зерна глауконита и темноцветных минералов размером 0,02–0,05 мм до 3–5 %, единичные зерна полевых шпатов и чешуйки слюды размером 0,03 мм. Порода пористая, объем пор составляет в шлифе до 20%. Размер пор 0,01–0,02 мм, и они приурочены к межзерновому пространству зерен доломита, на фоне которых встречаются (2–3 %) вторичные поры размером 1 мм и каверны размером 1–12 мм.

Таким образом, коллекторы валанжинского горизонта сложены не чистыми типами пород, а смешанными как в скелете, так и послойно. Преимущественно состав – доломиты с примесью терригенного материала (алевролитов). Породы имеют сложную структуру межзернового пространства, многокомпонентный состав флюида. Выделение трех различных частей по каротажным материалам определяется соотношением карбонатной и терригенной составляющих, а также степенью развитости каверн выщелачивания и трещин. Коллекторы валанжинского горизонта отличаются высокая анизотропия проницаемости, что объясняется очень тонким переслаиванием разнородных тонких прослоев, а также влиянием каверн и трещин. В горизонтальном направлении проницаемость на 1–2 порядка выше, чем в вертикальном.

Выявление характеристик пространственной анизотропии продуктивных пластов такого типа может быть реализовано путем измерения на предварительно ориентированных в пространстве образцах керна продуктивных коллекторов пространственных параметров литологических и петрофизических свойств пород, отображающих их неоднородность.

Пространственное ориентирование керна, предназначенного для изучения анизотропных характеристик пород, производится палеомагнитным методом. Для осадочной горной породы первичная остаточная намагниченность имеет ориентационную природу. Вязкая намагниченность пород обусловлена влиянием современного геомагнитного поля и совпадает с ним по направлению. Вязкая и первичная намагниченности создают естественную остаточную намагниченность, которая определяется по отдельным образцам керна с достаточной точностью. Опыт мировых палеомагнитных исследований показывает, что вязкая и первичная намагниченности существенно отличаются по степени устойчивости к внешним воздействиям – нагревам и переменным магнитным полям. Вязкая намагниченность пород разрушается значительно быстрее, чем более устойчивая первичная [2].

Изучение поведения векторных характеристик вязкого и первичного компонентов естественной остаточной намагниченности в процессе нагрева или воздействия переменного магнитного поля в немагнитном пространстве, позволяет восстановить пространственную ориентировку керна скважин по вязкому компоненту. Погрешность пространственной ориентировки керна (по азимуту и наклону) зависит от величины магнитных свойств пород и изменяется в пределах от $\pm 3^\circ$ до $\pm 8^\circ$.

Использование ориентированного керна позволяет жестко фиксировать любые проявления упорядоченной структуры пород (слоистость, трещиноватость, закономерная ориентировка частиц, пор и т.д.) при изучении ориентированных шлифов, изготовленных из данного образца керна, а также связанных с ними анизотропных характеристик петрофизических свойств в современной системе координат. Это позволяет производить сравнение и анализ различных параметров и характеристик пространственной анизотропии коллекторов.

Основными литолого-петрофизическими и фильтрационными характеристиками коллекторов, относительно быстро и надежно определяемыми и несущими информацию об анизотропии, являются пространственные распределения осей длинных зерен породообразующих минералов, магнитной восприимчивости пород, скорости упругих волн и проницаемость.

Для определения преобладающей литологической анизотропии на столике Федорова в ориентированных шлифах производятся замеры направления удлинённых зерен минералов и выносятся на стереографическую проекцию, что позволяет провести статистическую оценку ориентировок. Удлиненная форма зерен обуславливает предпочтительную картину ориентировки [3]. По результатам литолого-минералогических исследований пород месторождения очевидной является преобладающая северо-восточная ориентировка частиц. Ориентирующий процесс

зависит от соотношений размеров, окатанности, плотности частиц, природы скорости и направления транспортирующей среды.

Определение анизотропии петрофизических свойств предполагает последовательное перемещение датчиков по образующей цилиндрической поверхности образца керна с шагом 10^0-20^0 с замерами соответствующих характеристик восприимчивости и скорости. Последующая эллиптическая аппроксимация данных позволяет определить направление и коэффициент анизотропии по каждому виду параметров. Отображение материалов удобно наблюдать на стереографической проекции. Основным направлением магнитной анизотропии является северо-восточное, а упругой (по скорости продольных волн) – северо-западное. Определение фильтрационной анизотропии выполняется путем определения газопроницаемости на экспериментальных образцах, выпиленных из исходного керна по заранее заданным направлениям. Основой для выбора направления распиловки является направление преобладающей литологической анизотропии. Соотношение проницаемостей по образцам, выпиленным в различных направлениях, показывает, что в северо-восточном направлении газопроницаемость практически в 2–3 раза больше, чем в северо-западном.

Сравнительный анализ данных по анизотропии литологических, упругих, магнитных и фильтрационных свойств образцов показывает, что изменение этих характеристик происходит взаимозависимо. При этом повышенным значениям проницаемости соответствует повышенное значение коэффициента литологической и магнитной анизотропии и наблюдается согласованность в пространственной (северо-восточной) направленности анизотропных явлений. Упругая анизотропия ориентирована вкrest укладки зерен породообразующих минералов и, соответственно, анизотропии фильтрационных свойств. Причиной такого различия может быть разница в степени сжимаемости образца вдоль преобладающей ориентировки частиц и поперек, что отражается в изменении скорости. Совпадение литологической и фильтрационной неоднородности предполагает и соответствующую ориентировку поровых каналов.

Исследование пространственной анизотропии коллекторов месторождения или группы месторождений целесообразно проводить для уточнения геостатической модели. При этом для подготавливаемых к эксплуатации месторождений материалы исследований могут быть использованы при подсчете запасов, проектировании рациональной схемы разработки, обеспечивающей равномерный режим эксплуатации, размещения добывающих и нагнетательных скважин; для разрабатываемых месторождений материалы исследований могут использоваться для оценки режима эксплуатации, проектирования мест заложения последующих эксплуатационных скважин, определения участков для гидроразрыва пласта.

Литература

1. Жабрев И.П., Стуканов Ю.А. Зависимость нефтеотдачи от направления вытеснения нефти водой в анизотропных по проницаемости пластах. // Геология нефти и газа, 1992. – № 8. – С. 34–36.
2. Палеомагнитология. / Под ред. А.Н. Храмова. – М.: Недра, 1982. – 282 с.
3. Родыгин А.И. Микроструктурный анализ кварца. – Томск: Изд-во ТГУ. 1994. – 216 с.

СТРАТЕГИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН И ОАО «ТАТНЕФТЬ»)

М.Е. Кобин

Научный руководитель профессор М.А. Комаров

Всероссийский научно-исследовательский институт экономики минерального сырья и недропользования, г. Москва, Россия

Прогнозные ресурсы нефти и газа в России составляют 12–13 % мировых, а разведанные запасы – 4,6 % [4]. Текущие разведанные запасы нефти России сосредоточены в основном в Западно-Сибирском регионе, на этот регион приходится и основная добыча. Урал и Поволжье находятся на втором месте, уступая Западно-Сибирскому региону по уровню разведанных запасов в 4,5 раза и уровню добычи почти в 3 раза. На территории Республики Татарстан разведаны 144 месторождения нефти, из них Ромашкинское относится к уникальным по величине запасов (более 300 млн т), Новоелховское – к крупным (крупными считаются месторождения с запасами от 60 до 300 млн т) и Бавлинское – к средним (с запасами 15–60 млн т). На долю ОАО «Татнефть» приходится 78 % разведанных запасов нефти Республики.

Деятельность ОАО «Татнефть» предопределяется спецификой раннего начала (по сравнению с другими нефтегазоносными регионами страны) интенсивной разработки месторождений нефти в Республике Татарстан, значительной изученностью месторождений и выработанностью начальных запасов (76 %), что обусловило снижение нефтедобычи с ежегодного уровня 100 млн. т в начале 70-х годов XX в. до стабилизировавшегося в последние годы уровня добычи примерно в 25 млн т. Такая стабилизация – результат применения методов увеличения нефтеотдачи малопродуктивных пластов и пластов, содержащих нефть повышенной вязкости и сернистости, а также извлечения нефти из карбонатных коллекторов. К настоящему времени суммарный накопленный объем добытой нефти в Республике Татарстан превысил 2 млрд 800 млн т [2]. Особенностью старых нефтедобывающих регионов является то, что удельный вес запасов, благоприятных для разработки, во времени постепенно снижается, отражая закономерность ухудшения качественной структуры запасов по мере роста накопленной добычи. Так, например, если в 1986–1999 гг. в России доля вовлеченных в разработку запасов с дебитами скважин менее 25 т/сутки составляла 54 %, то в 2002 г. она была близка к 80 % (средний дебит скважин по стране составляет 7,4 т/сутки). Доля запасов эксплуатируемых месторождений с обводненностью более 70 % выросла по сравнению с началом 1980-х годов с 13 до 30 % [4].

В целом по отрасли сложилась крайне неблагоприятная обстановка, когда доля запасов, которые можно добывать при помощи традиционных технологий, составляет всего 35 %, на долю трудно извлекаемых запасов приходится около 65 %. Именно трудно извлекаемые запасы представляют в настоящее время основу развития нефтедобывающей промышленности России. Преобладающая часть таких запасов (90 %) сосредоточена в двух основных регионах: Западно-Сибирском и Урало-Поволжском. Более низкая эффективность разработки трудно извлекаемых запасов с применением традиционных технологий можно проследить на примере месторождений Урало-Поволжья, нефть которых характеризуется повышенной плотностью и высоким содержанием серы. Так, если средний

проектный коэффициент нефтеотдачи по месторождениям Урало-Поволжья составляет 0,4, то по месторождениям с низкопроницаемыми коллекторами – 0,28, в подгазовых зонах – 0,25, в карбонатных коллекторах – 0,29 [1].

Налоговым кодексом Российской Федерации не предусмотрено каких-либо льгот (скидок за истощение недр) предприятиям, работающим в старых нефтедобывающих регионах, где лучшие по качеству и условиям добычи запасы уже выработаны. Налог на добычу полезных ископаемых взимается по единой ставке (16,5 %) для всех нефтяных месторождений без учета условий добычи и качества сырьевой базы. Скидки за истощение недр широко применяются в США, где прогрессивная шкала налогообложения позволяет осуществлять добычу на месторождениях с запасами всего лишь в сотни и даже десятки миллионов тонн. За рубежом чаще всего используют шкалу, в соответствии с которой ставка растет пропорционально среднесуточной добыче [2]. Некоторые российские компании стараются разрабатывать только высокопродуктивные месторождения, предпочитая «снимать сливки», а затем переходят на новые территории. После отработки наиболее продуктивных залежей в недрах остается до 80–90 % сырья, которое в большинстве случаев переходит в разряд неизвлекаемого. Правительство Татарстана, осуществляя эффективный контроль за недропользованием, способствует обеспечению работы малодебитных и высокообводненных скважин, а также добычи с применением новых методов увеличения нефтеотдачи пластов за счет своей доли участия в акционерном капитале компании ОАО «Татнефть» и снижения региональных налогов, возможности которых весьма ограничены.

Одной из важнейших характеристик запасов и ресурсов углеводородов является их зависимость от средств освоения, непрерывно совершенствующихся под воздействием научно-технического прогресса. Применение новых методов разработки месторождений позволяет компании переоценить запасы месторождений, увеличить балансовые запасы за счет забалансовых, разработка которых считалась не эффективной при применении традиционной техники и технологии. Именно переоценками запасов за счет применения высоких технологий объясняется значительный прирост запасов нефти в США на протяжении 1990-х годов; за десятилетие (1990–1999 гг.) переоценки привели к увеличению запасов на 44,3 % [5]. Новые методы позволяют также повысить коэффициенты нефтеотдачи пластов, продлить работу действующих скважин, получить экономию за счет сокращения работ на бурение. Граница учета запасов углеводородов все более снижается по мере отработки наиболее крупных месторождений. Так, если в предыдущее десятилетие в составе суммарных начальных ресурсов углеводородов учитывались месторождения с запасами не менее 1 млн. т, то в настоящее время не только за рубежом, например в США, но и в старых нефтедобывающих регионах России осваиваются месторождения с запасами в несколько сотен тысяч тонн.

Россия обладает высокими потенциальными возможностями подготовки новых запасов нефти. Однако это в значительной мере связано с районами Крайнего Севера, шельфами арктических морей, Каспийским регионом. Для устойчивого, рассчитанного на длительную перспективу развития нефтедобывающей отрасли необходима непрерывная подготовка запасов как в новых перспективных районах, так и в старых традиционных. Однако прирост запасов углеводородов в стране многие годы не обеспечивал даже простого воспроизводства, то есть был меньше добычи. По сравнению с 1991г. разведанные запасы нефти сократились на 15 %. Это ведет к истощению запасов важнейших добывающих регионов в результате экстенсивной эксплуатации и сокращения объемов геологоразведочных работ. Увеличение добычи нефти крупными российскими компаниями (особенно на первых этапах становления), укрепление сырьевой базы компаний было связано в основном с приобретением готовых активов либо государственных (залоговые аукционы), либо частных (через слияния и поглощения) и в гораздо меньшей степени – с проведением геологоразведочных работ и повышением эффективности разработки месторождений. Если не активизировать геологоразведочные работы, то уже к 2010 г. будет наблюдаться дефицит разведанных запасов нефти, что отрицательно скажется как на работе отрасли в целом, так и на деятельности самих добывающих компаний. Ежегодное и последовательное осуществление геологоразведочных работ и переоценки запасов позволило ОАО «Татнефть» за последние 5 лет обеспечить прирост извлекаемых запасов нефти, в полтора раза превышающий объем добычи.

Эффективное развитие нефтедобычи в перспективе и выполнение целевых ориентиров Энергетической стратегии России на период до 2020 г. возможно только при условии интенсивного и масштабного развития научно-технического прогресса, при распространении его практически на все процессы и производства нефтяной отрасли. Понимание этого обстоятельства определяет повышенную заинтересованность более, чем 100-тысячного коллектива ОАО «Татнефть» в максимальном использовании инновационных технологий разведки и добычи нефти, способствующих вовлечению в разработку мелких месторождений с запасами менее 1 млн т, переоценке забалансовых запасов, считавшихся нерентабельными при применении обычных методов, повышению коэффициента нефтеотдачи пластов (в особенности для трудноизвлекаемых и остаточных запасов). Таким образом, для российских компаний, в особенности для тех, что работают на месторождениях с падающей добычей, основой развития является не экстенсивная эксплуатация сырьевых ресурсов, а стабилизация добычи путём совершенствования технологий, а также восполнения запасов за счет разведки и переоценки.

Литература

1. Бабак С.В., Белов Ю.П., Макаркин Ю.Н. Стратегическое управление нефтяной компанией. – М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. – 324 с.
2. Городний В.И. Стратегия формирования и развития крупной корпоративной компании на примере ОАО «Татнефть». – М.: Дело, 2005. – 304 с.
3. Джонстон Д. Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2003. – 352 с.
4. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / Под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – М.: Институт геолого-экономических проблем, 2004. – 548 с.
5. Тилли Б. А есть ли дефицит? Азбука нефтяной экономики. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005. – 328 с.

МИНЕРАЛОГ-ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН СОВРЕМЕННЫХ И ДРЕВНИХ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ В СВЯЗИ С ФОРМИРОВАНИЕМ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (НА ПРИМЕРЕ ДЕМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

А.Н. Кольчугин

Научный руководитель доцент В.П. Морозов

По общепринятой точке зрения под водонефтяным контактом (ВНК) в залежах нефти понимают поверхность раздела двух фаз: нефти и воды, которая может иметь либо горизонтальное, слабо наклонное положение [3]. Считается также, что формирование ВНК обязано гравитационному разделению первичного водонефтяного флюида (микронифти) на две несмешивающиеся или ограниченно смешивающиеся жидкости, которые имеют различную плотность. Однако история формирования ВНК, закономерности изменения на водонефтяных контактах коллекторских свойств пород, состава углеводородов, структуры пустотного пространства пород, а также процессы выщелачивания и формирования новообразованных минералов требуют всестороннего изучения. Их изучение является важным как для выявления закономерностей формирования ВНК, так и для развития представлений о формировании промышленных залежей, например, в карбонатных породах [6], [7].

Целью настоящей работы является не только изучение процессов, происходящих на ВНК, но, несомненно, связанных с этими процессами процессы формирования нефтяных залежей. Поэтому в задачи работ помимо изучения изменений минерального состава, структуры и текстуры пород на ВНК входило также исследование преобразований пород на ВНК в связи с формированием залежей углеводородов в карбонатных коллекторах.

Актуальность работы обусловлена тем, что процессы, происходящие на ВНК, в соответствии с системным подходом в геологии нефти и газа [4] следует рассматривать как составную часть процессов формирования и разрушения нефтяных залежей.

Основными методами изучения являлись рентгенографический анализ, позволяющий проводить фазовую диагностику состава пород, оптико-микроскопические и макроскопические исследования, направленные на выявления структурно-текстурных особенностей пород. Помимо этого анализировались также материалы ГИС, структурные карты и построенные разрезы. Полученные результаты позволили установить основные минералого-литологические критерии выделения зон современных и древних водонефтяных контактов, выявить характер и направленность процессов, происходящих на них.

Объектом исследований являлся керновый материал двух скважин Демкинского месторождения, расположенного на восточном борту Мелекесской впадины. Скважины вскрыли две различные по промышленной значимости залежи, локализованные в биокластовых известняках турнейского яруса нижнего карбона, покрышкой для которых являются терригенные существенно глинистые породы визейского яруса (нерасчлененные бобриковский и тульский горизонты). Обе залежи относятся к массивным неоднородным, приуроченным к различным по амплитуде антиклинальным поднятиям III–IV порядков согласно схеме тектонического районирования Волго-Уральской антеклизы [2]. Выбор карбонатных коллекторов в качестве объектов исследования продиктован высокой способностью известняков к преобразованию различными вторичными процессами, связанными как с элизионной, так и инфильтрационной стадиями развития осадочных бассейнов [8]. Скважина 1166 пробурена в пределах относительно малоамплитудного поднятия и вскрыла непромышленную нефтяную залежь, коллектора которой, согласно классификации К.И. Багринцевой [7], относятся к коллекторам порового типа и характеризуются неравномерной нефтенасыщенностью [8]. Другая скважина (скважина 4606) была пробурена в пределах относительно высокоамплитудного поднятия и вскрыла промышленную залежь, коллекторы которой относятся к кавернозному типу и характеризуются равномерной нефтенасыщенностью.

За критерии выявления ВНК, согласно работам [3], [6], [7], принимались:

- смена нефтяных углеводородов битумными;
- смена структуры пустотного пространства пород;
- изменение минерального состава пород.

В пределах скважины 1166 установлен лишь современный ВНК. Минералого-литологическими критериями его выделения являются:

- смена нефтяных углеводородов битумными;
- смена пористого типа структуры пустотного пространства пород кавернозной;
- наличие в известняках примеси вторичного доломита ниже зоны ВНК;
- наличие зоны вторично уплотненных пород выше ВНК.

В пределах скважины 4606 помимо современного ВНК, не охарактеризованного керном (т. к. керн из этого интервала не был поднят), обнаружен древний ВНК, который был охарактеризован керном. Критериями его выделения являются:

- наличие среди нефти примазок битума;
- высокая степень перекристаллизации известняков ниже древнего ВНК;
- смена структуры пустотного пространства пород (равномерно распределенная в породе кавернозность сменяется чередующимися зонами кавернозности и вторичного уплотнения);
- различная степень доломитизации известняков вплоть до формирования мономинеральных вторичных доломитов;

- наличие во вторичном доломите вкрапленности углеводородов;
- наличие зоны вторично уплотненных пород выше ВНК.

Помимо указанных различий в строении современных и древних ВНК, которые получены на основании изучения кернового материала, анализ гипсометрического положения ВНК в различных антиклинальных структурах показывает его значительно более высокое положение в пределах промышленных залежей по сравнению с непромышленными. Наличие двух ВНК (древнего и современного) в промышленной нефтяной залежи, вскрытой скважиной 4606, прямо указывает на прогрессивный характер движения контакта во время нефтенакпления, т.е. перемещение контакта сверху вниз при поступлении новых порций водонефтяного флюида. Возможность указанного вертикального перемещения ВНК сверху вниз обусловлено поступлением новых порций водонефтяного флюида в ловушку. Однако встает вопрос, почему новые порции водонефтяного флюида поступают лишь в ту ловушку, коллекторы которой характеризуются максимально высокими для Демкинского месторождения емкостно-фильтрационными свойствами? Это не является случайным, т.к. ни в одной из скважин, вскрывших непродуктивные залежи с поровым типом коллектора, не обнаружено древних ВНК. Тогда как в пределах промышленных залежей с

кавернозным типом коллектора уровни древнего ВНК фиксируются. И наиболее отчетливо они фиксируются в том случае, когда кавернозность коллекторов выше. Здесь следует указать, что согласно многочисленным работам, кавернозность известняков как коллекторов нефти и газа карбонатных пород является вторичной [5], образованной в элизионную стадию развития осадочного бассейна [8]. Поэтому сделана попытка связать вторичную кавернозность известняков с процессом нефтенакопления и связанным с ними процессом формирования ВНК.

Обнаружение в керне скважины 4606 двух ВНК (древнего и современного) указывает, по крайней мере, на двукратное заполнение ловушки водонефтяным флюидом. При этом высокая кавернозность коллекторов залежи и высокая степень доломитизации известняков ниже уровня древнего ВНК указывают на высокую степень вторичной преобразованности пород. Столь высокая измененность пород, вероятно, может быть возможной лишь при возобновляемом источнике привносимых в систему компонент и, прежде всего, углекислого газа и магния, отвечающих за выщелачивание и доломитизацию. Наличие же во вторичном доломите древнего ВНК вкраплений углеводородов прямо указывает на формирование минерала совместно с процессами заполнения ловушки водонефтяным флюидом. Другими словами, формирование древнего ВНК происходило во время нефтенакопления, а источником компонент для этого служили флюиды элизионной природы. Существование зон древнего ВНК указывает на то, что в процессе формирования залежи происходила ее подпитка новыми порциями углеводородов. Причем древние и современные ВНК имеют ряд общих черт или признаков. К ним относятся: остаточная битумонасыщенность (не полностью растворенные битумы последующими порциями углеводородов), наличие сильно кавернозных пород в зонах растворения, развитие вторичных минералов.

Наличие сильно кавернозных вторичных доломитов можно объяснить существованием агрессивных подошвенных вод элизионного происхождения, имеющих повышенное содержание магния и растворенного углекислого газа. Растворяя известняки, они стимулировали кристаллизацию доломитов, частично вынося избытки кальция в вышележащие горизонты, формируя выше уровня ВНК плотные зоны в известняках, за счет осаждения вторичного кальцита. Обилие вторичного кальцита фиксируется как под микроскопом, так и при макроизучении в образцах. Эти зоны принято называть зонами цементации. Битуминозность же объясняется окислением нефти на участках ниже ВНК.

Литература

1. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 231 с.
2. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. – Казань: Изд-во КГУ, 2003. – 132 с.
3. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Изд-во МГУ, 2004. – 415 с.
4. Дмитриевский А.Н. Бассейновый анализ (системный подход) // Геология нефти и газа, 1998. – № 10. – С. 18–26.
5. Морозов В.П., Королев Э.А., Кричарь Г.А., Пикалев С.Н. Формирование вторичной кавернозности в карбонатных коллекторах турнейского яруса в пределах восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода РТ. ТЭК России – основа процветания страны // Сборник докладов. – СПб.: Недра, 2004. – С. 109–117.
6. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
7. Сахибгареев Р.С., Казарбин В.В. Направленность изменения карбонатных пород в зоне растворения древних и современных ВНК в зависимости от состава и типа коллекторов // Вторичные изменения коллекторов в процессах формирования и разрушения залежей углеводородов и их значение для оптимизации геологоразведочных работ. – Л.: ВНИГРИ, 1990. – С. 54–62.
8. Холодов В.Н. Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах (на примере Восточного Предкавказья) // Труды ГИН АН СССР. – Вып. 372, 1983. – 152 с.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ОБЪЕКТЫ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ПРИПЯТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Г.Г. Котяшев, С.Н. Гузик

Научный руководитель академик Р.Г. Гарецкий

*Научно-исследовательское геологическое республиканское унитарное предприятие «БЕЛГЕО»,
Национальная академия Наук Беларуси, г. Минск, Беларусь*

Региональная промышленная нефтегазоносность пород кристаллического фундамента Северного борта, Днепровско-Донецкой впадины, а также открытие промышленных залежей нефти и газа в породах фундамента Центрального грабена (Сотниковская площадь) и зоны сочленения Центрального грабена и Южного борта (Ульяновская площадь) вселяют надежду на обнаружение залежей углеводородов и на территории Припятского прогиба, как генетически однородных нефтегазоносных областей, входящих в состав единого Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена [5]. Припятский прогиб и Днепровско-Донецкая впадина являются частью планетарной рифтовой системы. Глубинные разломы этой системы являются каналами, по которым происходила дегазация мантийных недр Земли. Разломы глубинного заложения, а также интенсивные тектонические движения вдоль разломных зон, сопровождаемые активной вулканической деятельностью, способствовали внедрению мантийных высокотемпературных углеводородных флюидов в трещиноватые и трещиновато-кавернозно-поровые интервалы разреза верхней части кристаллического фундамента и осадочного чехла. В условиях пониженных температур и давления в верхней части земной коры происходила конденсация углеводородных флюидов и, при наличии литолого-стратиграфических и тектонических экранов, происходило формирование залежей углеводородов [1]–[3]. Основными критериями перспектив нефтегазоносности докембрийского кристаллического фундамента Припятского прогиба по аналогии с Днепровско-Донецкой впадиной являются: широкое проявление разломно-блоковой тектоники, обусловившей формирование различных структурных форм в толще фундамента, развитие поперечных региональных разломов, ограничивающих крупные блоки, распространение продольных и поперечных локальных сбросов, обусловивших формирование тектонических зон.

Главными нефтепоисковыми критериями пород кристаллического фундамента Припятского прогиба являются:

- зоны развития горизонтальных и вертикальных систем трещиноватости в породах кристаллического фундамента на участках, прилегающих к суперрегиональным бортовым и к региональным ступенеобразующим разломам. Формирование систем вертикальных и горизонтальных трещин в породах кристаллического фундамента в пределах приразломных участков тектонических блоков подтверждено экспериментально;

- зоны тектонической расслоенности (горизонтальных трещин) и особенно участки их пересечения с субвертикальными трещинами в пределах промежуточных блоков разлома и в пределах поднятых и опущенных крыльев суперрегиональных и региональных разломов. Происхождение зон тектонической расслоенности связывают с субгоризонтальными разрывными нарушениями, древними корами выветривания, погребенными архейско-протерозойской складчатостью и термо-флюидодинамическими преобразованиями в земной коре.

Основными предпосылками поисков залежей углеводородов в породах кристаллического фундамента Припятского прогиба являются:

- промышленная нефтегазоносность пород кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, генетически однородной с Припятской нефтегазоносной областью;
- промышленная нефтегазоносность пород осадочного чехла Припятской нефтегазоносной области;
- региональная битуминозность и прямые признаки нефтегазонакопителей в породах кристаллического фундамента Припятской нефтегазоносной области;
- хорошие коллекторские свойства отдельных интервалов разреза пород кристаллического фундамента;
- благоприятные гидрогеологическая, гидродинамическая и геотермическая характеристики пород кристаллического фундамента;
- коры выветривания в верхней части разреза и разуплотненные интервалы во внутренней структуре кристаллического фундамента, обладающие благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами;
- литологические и тектонические экраны, способствующие сохранению залежей углеводородов в ловушках;
- тектоническая активность региона в настоящее время и в недалеком прошлом, способствующая формированию высокопродуктивных зон генерации углеводородов.

В результате анализа всех вышеперечисленных критериев и предпосылок поисков залежей нефти и газа в породах кристаллического фундамента Припятского прогиба и проведения соответствующих аналогий с Днепровско-Донецкой впадиной [4], выделены геологические объекты поисков углеводородов в породах кристаллического фундамента Припятской нефтегазоносной области (рисунок):

- выступы (приподнятые тектонические блоки, своды) в рельефе фундамента;
- поднятые и опущенные крылья суперрегиональных бортовых и региональных ступенеобразующих разломов;
- промежуточные тектонические блоки разломов;
- зоны разуплотнения и трещиноватости в консолидированном фундаменте на значительных глубинах от его поверхности;
- зоны современной активизации разрывных нарушений;
- мощные, развитые (имеют трехчленное строение: зона дезинтеграции, зона выщелачивания, зона гидролиза (покрышка)) коры выветривания кристаллических пород фундамента;
- благоприятные структурные формы в толще кристаллических пород фундамента под месторождениями углеводородов в осадочном чехле (так как Припятский прогиб является наложенной герцинской структурой по отношению к докембрийскому кристаллическому фундаменту, то внутренние структурные формы фундамента могут не совпадать со структурами в осадочном чехле);
- области развития минимальных значений граничных скоростей, свидетельствующие о значительной трещиноватости разреза пород кристаллического фундамента;
- блоки и области различного вещественного состава кристаллических пород фундамента;
- области сочленения аномалий геофизических полей, развития линиантов и кольцевых структур по данным аэрокосмодешифрирования.

С точки зрения абиогенного генезиса углеводородов перспективы обнаружения скоплений нефти и газа в породах кристаллического фундамента Припятского прогиба значительно возрастают.

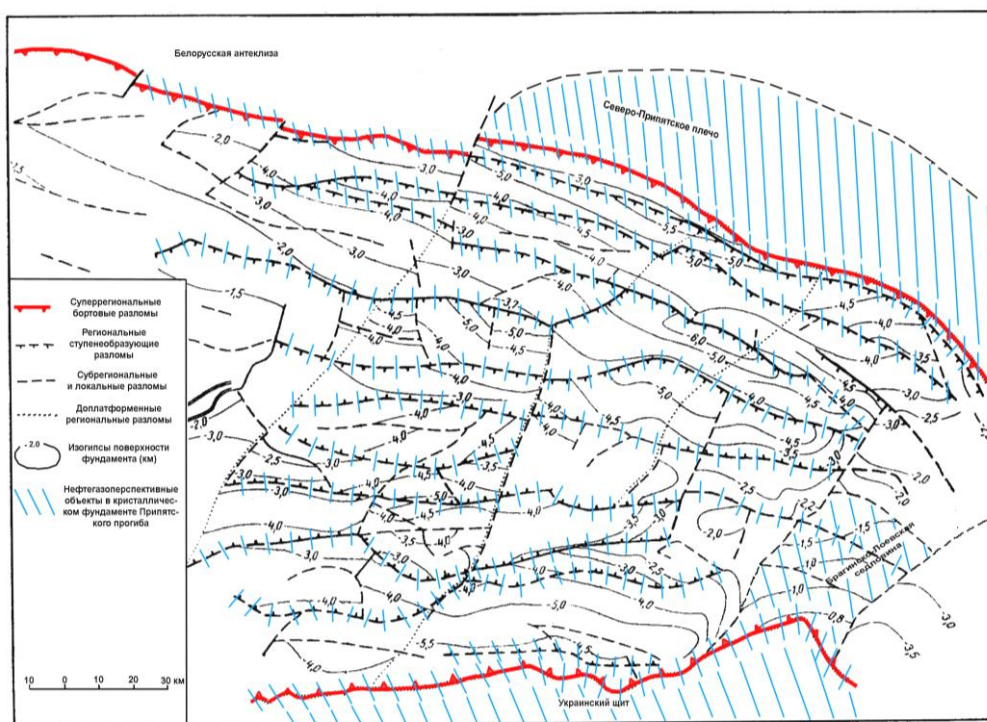


Рис. Схематическая структурная карта поверхности кристаллического фундамента Припятского прогиба

Литература

1. Генезис нефти и газа. – Москва: ГЕОС, 2003. – 432 с.
2. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ // Материалы международной конференции памяти академика П.Н. Кропоткина, 20–24 мая 2002 года. – Москва: ГЕОС, 2002. – 472 с.
3. Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. – Москва: ГЕОС, 2002. – 370 с.
4. Демьянчук В.Г., Крот В.В., Чебаненко И.И., Клочко В.П., Дворянин Е.С. и др. Поиски углеводородов в кристаллических породах фундамента на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины // Материалы комплексной программы на 1989–1995 ИГН АН УССР. – Киев, 1989. – 51 с.
5. Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Клочко В.П., Гожик П.Ф., Евдошук Н.И., Гладун В.В., Мяевский Б.И., Толкунов Н.П., Цюха О.Г., Довжок Т.Е., Егурнова М.Г., Максимчук П.Я. Нефтеперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. – Киев: Навукова Думка, 2002. – 296 с.

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЛОГОВСКОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С.Н. Кривощевков**

В статье анализируется геологическое строение турнейско-фаменской залежи Логовского месторождения, приуроченной к рифогенным постройкам, определяется влияние особенностей строения на фильтрационно-емкостные свойства коллектора, а так же на процесс разработки залежи.

Логовское месторождение нефти находится в 10 км от города Соликамск, на территории Соликамской депрессии, где ведется промышленная выработка калийных солей. По горно-геологическим параметрам площадь Логовского месторождения совпадает в плане с залежами калийных руд, не имеющими кондиционных запасов и не подлежащих выработке подземным способом добычи. Однако в соответствии с правилами разработки, действующими на данной территории, все нефтяные скважины бурились наклонно-направленным способом и размещались кустами.

В разрезе месторождения промышленно нефтеносными являются залежи в башкирских, бобриковских и турнейско-фаменских отложениях. Одним из основных продуктивных пластов Логовского месторождения является пласт Т+Фм, к которому приурочено 36 % балансовых запасов.

Турнейско-фаменская залежь массивная, водоплавающая по всей площади, за исключением участка скважин № 219, № 232, в которых выявлено отсутствие коллектора. Размеры залежи в пределах принятого ВНК – 1909 метров составляют 2,9 x 9,3 км. Высота залежи 70 м.

Коллектор представлен рифогенными известняками, подвергшимися вторичным преобразованиям. Отмечается кавернозность, трещиноватость, доломитизация и слабое окремнение. Известняки комковатые, сгустковатые или смешанные, часто с примесью детрита. Цемент кальцитовый мелко- и разнозернистый порового, регенерационного и крустификационного типов (10–15 %). Поры межформенные размерами от 0,02 до 0,8 мм, также встречены каверны до 1,5 мм.

Основной отличительной особенностью образования ловушек рифогенного класса состоит в том, что уже в период накопления осадков (аккумуляции) они представляют собой положительную трехмерную, ограниченную в пространстве форму. Таким образом, они сразу приобретают свойства аккумулировать углеводороды или, другими словами, свойства ловушки и тем самым отличаются от структурных, стратиграфических и литологических ловушек, где замкнутый объем пространства возникает после осадконакопления [3]. Кроме морфологических и генетических особенностей ловушек следует отметить и особенности образования порового

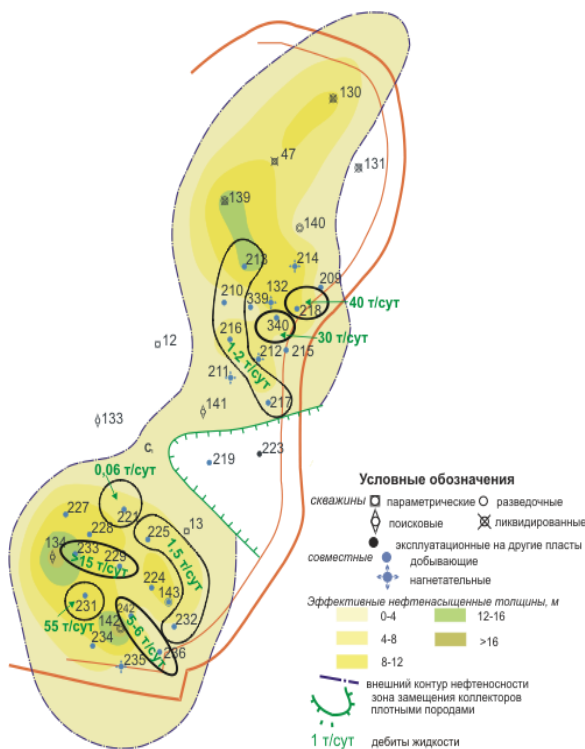


Рис. 1. Карта распределения дебитов жидкости по залежи

пространства рифогенных коллекторов.

Рифовые образования имеют весьма специфическое поровое пространство. К первичным пустотам относятся пустоты в органических остатках – брахиоподах, кораллах и т.д., пустоты между органическими остатками – между веточками мшанок, кораллов и т.д., межгранулярные поры. Вторичная пористость связана с интенсивными процессами перекристаллизации и доломитизации, активного выщелачивания, ведущего к образованию каверн разной величины, и, наконец, тектонической трещиноватостью.

В органогенных карбонатах развитие вторичной пористости происходит за счет расширения уже существующих поровых каналов, увеличения их размера и сообщаемости, иными словами, это унаследованная вторичная пористость, образующаяся в пористо-проницаемых породах.

На площади залежи в соответствии с действующим проектным документом пробурено 36 скважин. Скважины размещаются по редкой сетке 625×625 м по площадной обращенной пятиточечной системе. Все скважины механизированы. Используется очаговое заводнение пятью скважинами.

Анализ текущего состояния разработки позволяет отметить, что скважины, эксплуатирующие турнейско-фаменский пласт, характеризуются очень большим разбросом значений дебитов, как по нефти (от 0,03 до 25 т/сут), так и по жидкости (с 0,06 до 55 т/сут). Половина всех добывающих скважин (8 шт.) работают с дебитами по нефти и жидкости, не превышающими 1–10 т/сут.

Коллекторские свойства рифогенных известняков и их распределение в массиве могут быть весьма разнообразны. Чередование различного вида пустот, таких как поры в остатках организмов, межгранулярная пористость, пористость каверн выщелачивания, трещинная пористость и др., образует то емкостное пространство рифа, которое и может быть заполнено нефтью. Таким образом, емкостные свойства рифов могут быть очень большими, однако распределены они в теле рифа чрезвычайно неравномерно. В этой связи притоки нефти из скважин, даже близко расположенных одна от другой, весьма различны, что мы и наблюдаем на Логовском месторождении.

Анализируя изменение дебитов скважин по площади залежи (рис. 1) можно сказать, что в зонах, близких к зоне замещения коллектора плотными породами, наблюдаются пониженные значения дебитов. В части залежи, соответствующей своду структуры, наблюдаются повышенные значения дебитов нефти и особенно дебитов жидкости. Так, скважина 231 характеризуется особенно большой обводненностью – 67 %. Юго-восточнее в районах скважин 242, 236 наблюдаются средние значения добычи нефти и жидкости. В северной части залежи повышенные значения дебитов

нефти и жидкости имеют скважины 340, 218. В скважине 218 также наблюдается большая обводненность продукции – 67%.

Характер изменения дебитов по площади залежи отражает особенности геологического строения турнейско-фаменских отложений, а именно, площадную и слоистую неоднородность по толщине и основным коллекторским свойствам. Слоистая неоднородность приводит к избирательному обводнению наиболее проницаемых пропластков, через которые нефть прорывается в скважину. Нефть, находящаяся в менее проницаемых пропластках, не вовлекается в разработку. В связи с этим необходимы мероприятия по изоляции водопритоков [3].

В данной работе изучается влияние геологического строения залежи на распределение текущих дебитов добывающих скважин.

Одной из характеристик, влияющей на дебиты скважин, является величина эффективной нефтенасыщенной толщины. Турнейско-фаменские отложения характеризуются значительным разбросом значений данного параметра от 1 до 18 м. Средневзвешенная толщина составляет 7,1 м. На данном месторождении наибольшее число скважин имеет эффективные нефтенасыщенные толщины от 1 до 3 и от 6 до 9 м (более 50 %). Скважины, имеющие толщины более 15 м, составляют лишь 6 %. Скорее всего такой разброс толщин определяется принадлежностью коллектора к рифогенным постройкам [1]. Карбонатные породы турнейско-фаменского яруса, как и все карбонатные рифогенные толщи, характеризуются очень большой неоднородностью как по площади, так и по разрезу. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют лишь небольшую часть карбонатного массива (порядка 18 %), остальная часть залежи занята плотными разностями. В составе пласта выделяются от 2 до 20 проницаемых слоев, что характерно для рифогенных построек. Коэффициент расчлененности (средний) равен 4,4, доля коллектора в пласте составляет 0,12.

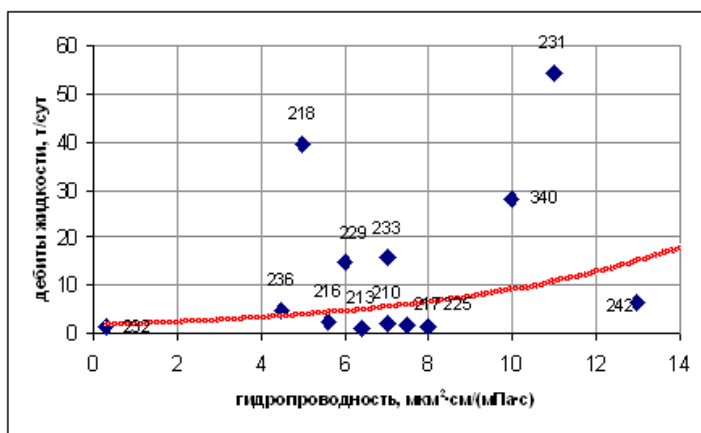


Рис. 2. Зависимость дебитов жидкости от гидропроводности

Следующим анализируемым параметром, влияющим на дебиты скважин, является проницаемость. Анализ распределения проницаемости позволяет говорить о том, что проницаемость турнейско-фаменских отложений варьирует в довольно широких пределах: от 0,005 до 0,075 мкм². Породы этого горизонта относятся к слабопроницаемым и редко к среднепроницаемым породам.

Все вышеперечисленное позволяет судить о коллекторе как о значительно неоднородном, как по площади залежи, так и по разрезу, что обусловлено условиями формирования коллектора, приуроченного к рифогенным постройкам.

На рис. 2 изображена зависимость дебита жидкости от комплексного параметра – гидропроводности. Величина

гидропроводности, учитывающая в себе нефтенасыщенную толщину, проницаемость коллектора и вязкость пластового флюида, характеризует процесс фильтрации в пласте. Как можно видеть, выявлена экспоненциальная зависимость дебита жидкости от гидропроводности. Из рис. 2 видно, что до значений гидропроводности 8–10 мкм²·см/(мПа·с) дебиты жидкости увеличиваются незначительно и не превышают в среднем 8 т/сут. При величине гидропроводности больше 8–10 мкм²·см / (мПа·с) дебиты жидкости увеличиваются более интенсивно. Особенно это характерно для скважин 231 и 340 за счет высоких значений проницаемости. Следует отметить достаточную условность выявленной зависимости, так как размеры выборки ограничены имеющимися данными по скважинам, количество которых невелико.

Проведенный анализ показывает, что изменение текущих дебитов нефти и жидкости в широких пределах, которыми характеризуется турнейско-фаменская залежь Логовского месторождения, обусловлено геологической неоднородностью карбонатных коллекторов рифогенного типа. Рифогенные карбонаты, слагающие продуктивный пласт, характеризуются большой изменчивостью емкости, проницаемости, нефтенасыщенной толщины и других характеристик коллектора. Эта неоднородность определяет специфику разработки карбонатных залежей и ведет к неравномерной выработке залежи по разрезу [2].

Литература

1. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра, 1988. – 367 с.
2. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980. – 382 с.
3. Кузнецов В.Г. Литолого-геологические особенности рифов и их значение в формировании промышленных скоплений нефти и газа. Учебное пособие. – М.: Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина, 1971. – 245 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

С.Н. Кривощев

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В статье представлен обзор перспектив нефтегазоносности арктического шельфа России. Дано описание геологического строения шельфов Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей, их фундамента и перспективных горизонтов. Проведенные исследования позволяют судить о том, что арктический шельф обладает значительным объемом потенциальных ресурсов углеводородов (УВ).

Положение нефтегазодобывающей отрасли в мире на современном этапе развития характеризуется постепенным сокращением добычи нефти на континентальной части Земли и увеличением доли нефти, добываемой на шельфе. Однако Россия, обладающая наибольшим по размерам шельфом, не разрабатывает его с целью углеводородов. Причина этому – сложные природные условия разработки месторождений нефти и газа на большей части шельфа. В то же время на одном только арктическом шельфе (примерно 45 % шельфа России) сосредоточены богатейшие запасы углеводородных ресурсов – прогнозные ресурсы оцениваются в 100 млрд т, что составляет примерно 80 % всех запасов России. В настоящее время известно 15 месторождений нефти и газа в Баренцевом, Печорском, Карском морях и в районе Обской губы, три из которых относят к уникальным, девять к крупным, два к средним и одно к мелким месторождениям. Через некоторое время актуальность разработки арктических месторождений нефти и газа будет очень высока. На сегодняшний день Россия не обладает необходимыми технологиями и средствами, которые позволяют осуществлять разработку в арктической зоне. Однако нефтегазовые компании стремятся осваивать арктические месторождения, и в первую очередь, самые богатые из них – Приразломное и Штокмановское – в Мурманской области. Но эти месторождения одновременно и самые сложные для разработки.

Распределение ресурсов углеводородов на арктическом шельфе определяется особенностями его строения и геологического развития.

В западном секторе Российской Арктики (в Баренцево-Карском регионе) фундамент определяется как байкальский. На фундаменте залегает мощный осадочный комплекс. В нижней его части по данным сейсморазведки выделяется 3–4 км слоистая толща предположительно силуркаменноугольного возраста. Наиболее мощной (10–11 км) является часть разреза предположительно пермтриасового возраста, которая по данным скважин на Мурманской площади, архипелаге Земля Франца-Иосифа и острове Новая Земля представлена терригенным комплексом. Вышележащая юрско-меловая толща имеет также терригенный состав и достигает 4 км. В начале юры формировались преимущественно пресноводные песчано-глинистые осадки. С середины юры и особенно в поздней юре преобладали морские отложения, преимущественно глинистые, последние представляют собой одну из главных нефтематеринских толщ. В Западной Сибири к верхней юре приурочены высокопродуктивные нефтеносные пласты, а в Баренцевом море в песчаниках средней и верхней юры находятся газоконденсатные залежи крупного Штокмановского месторождения.

В российском секторе Баренцева моря выделяются две крупные впадины: Южно- и Северо-Баренцевская. Их разделяет приподнятая зона – Лудловская седловина. Обе впадины вместе с разделяющей их приподнятой зоной объединяются в Восточно-Баренцевскую синеклизу. В геологическом отношении синеклизы является единым очень крупным нефтегазоносным бассейном глубокого заложения, в котором объединены мощные генерационные очаги и зоны нефтегазонакопления. В пределах упомянутой приподнятой зоны находится Лудловское газоконденсатное месторождение с залежами в юрском терригенном комплексе, а южнее – Ледовое месторождение. Анализ геологических материалов по всей этой зоне нефтегазонакопления площадью 60 тыс. км² позволяет сделать предварительный вывод о том, что здесь на известных поднятиях на технически доступных глубинах (до 6 км) возможно открытие еще ряда нефтегазоносных горизонтов. Главная задача – преодолеть природные и технические трудности поисков и разведки структур – ловушек нефти и газа в условиях Арктики. Севернее Лудловской седловины по данным сейсморазведки выделяется крупная приподнятая зона триас-юрских и меловых отложений, являющаяся также зоной нефтегазонакопления. В ее пределах выявлено Лунинское поднятие, возможно обнаружение и других благоприятных структур – ловушек углеводородов. Лунинская зона в перспективе рассматривается как крупнейшая зона нефтегазонакопления, поскольку именно в этом направлении прослеживаются юрские газоносные горизонты Штокмановского месторождения, а также прогнозируется нефтегазоносность и триасовых отложений. Параметры, принятые для подсчета прогнозных запасов газа Лунинского поднятия по аналогии со Штокмановским, дают возможность предполагать здесь месторождение газа с запасами не менее 3 трлн. м³.

Шельф Карского моря является северным продолжением Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В юго-западной части Карского моря расположена Южно-Карская впадина, сложенная 8-км толщей терригенных отложений юры и мела с высоким содержанием углеводородов и значительным нефтегазопроизводящим потенциалом. Российские специалисты считают, что здесь сформировался один из крупнейших нефтегазоносных бассейнов. Об этом свидетельствует открытие на побережье полуострова Ямал в отложениях нижнего и верхнего мела гигантских и крупных газоконденсатных месторождений (Бованенковское, Харасавейское, Крузенштерновское и др.). На шельфе Карского моря в пределах Южно-Карской впадины пробурены пока только три глубокие скважины. Они позволили открыть в отложениях верхнего мела Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения, содержащие более 10 газовых пластов с предварительно оцененными запасами, превышающими 8 трлн м³. Оба месторождения не разведаны, расположены в море на глубине 50–100 м. Гигантские запасы выдвигают их в число уникальных и экономичных для освоения. В северо-восточной части Карского моря выделена Северо-Карская впадина, в пределах которой кристаллический фундамент залегает на глубине 12–20 км. Впадина выполнена отложениями палеозоя и мезозоя и также характеризуется огромным нефтепроизводящим потенциалом. Ее геологическое строение и нефтегазоносность остаются пока неизученными из-за трудных природных условий.

В восточном секторе Российской Арктики выделяются четыре бассейна: Лаптевский (в море Лаптевых), Восточно-Сибирский (в одноименном море), Северо- и Южно-Чукотский (на шельфе Чукотского моря). Все эти бассейны изучены очень слабо. Об их геологическом строении можно высказывать предположения в основном по результатам региональных сейсморазведочных морских профилей и других видов геофизических работ.

Геологическое строение моря Лаптевых обусловлено процессами рифтогенеза. Здесь рифтовые структуры хребет Гаккеля замыкаются у края континента. Вполне вероятно, что эти структуры срезаны крупным разломом. В юго-западной части шельфа моря Лаптевых фундаментом бассейна является, видимо, северное погруженное продолжение Сибирской платформы. Фундамент более восточной части бассейна представляется гетерогенным. В бассейне выделяется ряд приподнятых блоков: Трофимовский и Центрально-Лаптевский и др. Предполагаемый разрез мезозоя-кайнозоя может достигать в прогибах 8–10 км. Трофимовское, Центрально-Лаптевское и другие поднятия в мезозойской толще шельфа и Тастахском прогибе являются высокоперспективными для поисков углеводородов, особенно природного газа.

К северо-востоку от Новосибирских островов располагается складчатая структура мезозойского, называемая террейном Делонга. Диапазон вероятной нефтегазоносности бассейна более широк на западе, он охватывает как

протерозой-палеозойскую, так и мезокайнозойскую части платформенного чехла. На востоке предполагается нефтегазоносность мезо-кайнозойских отложений, здесь могут быть распространены дельтовые и баровые фации обломочных пород с высокими коллекторскими свойствами. Особую роль в формировании нефтегазовых залежей могут играть рифтогенные структуры, пологийственные структуры над сводами горстовых поднятий и тектонически экранированные разломами, в том числе на побережье в Усть-Ануйском прогибе.

По геологическому строению предположительно выделяемого Восточно-Сибирского нефтегазоносного бассейна данных очень мало. Можно только предполагать, что здесь продолжается карбонатно-терригенная толща палеозоя и мезозоя общей мощностью 8–10 км, обнажающаяся на Новосибирских островах. Интерес представляет глубоководная часть впадины Толля, в которой вероятно развитие зон выклинивания отложений и формирование в них залежей нефти и газа.

Северо- и Южно-Чукотский бассейны расположены в различных тектонических условиях. Северо-Чукотский бассейн сформировался в пределах южной части существовавшей ранее Гиперборейской платформы, ныне раздробленной. Платформа подверглась мезозойской активизации, ее сохранившиеся блоки разделены линейными складчатыми зонами мезозой с перекрывающим их молодым осадочным чехлом. Возможно, геологический разрез Северо-Чукотского бассейна имеет общие черты с разрезом Арктического склона Аляски, так как оба они занимают (или занимали) сходные тектонические позиции, но непосредственного продолжения структур, по-видимому, нет. Мощность отложений в Северо-Чукотском бассейне превышает 10 км, перспективы его нефтегазоносности оцениваются высоко, поэтому он очень интересен с точки зрения поисков углеводородов. Южно-Чукотский бассейн заложен на мезозойском складчатом основании. Пространственным аналогом бассейна является бассейн Хоуп у берегов Аляски. Общая мощность осадочных пород в бассейне достигает 4 км. Его перспективы связаны в основном с возможной газоносностью.

Проблемы освоения углеводородных ресурсов Арктики практически решаются пока в Западной Арктике. На Штокмановском месторождении проведены необходимые технологические и экологические исследования, завершена разведка запасов газа. Ведется строительство стальной платформы для Приразломного месторождения. На остальной части шельфа, кроме научных исследований, работы по поиску и подготовке месторождений к освоению не проводятся. Анализ перспектив открытия и освоения первоочередных месторождений природного газа на арктическом шельфе показывает, что в начале XXI века можно создать пять основных газодобывающих баз: 1) разведанное газоконденсатное Штокмановское месторождение; 2) Бованенковское и Харасавейское месторождения; 3) Русановское и Ленинградское месторождения на побережье полуострова Ямал; 4) на шельфе моря Лаптевых и в дельте реки Лена, где известны крупное Трофимовское и другие поднятия, перспективные на газ; 5) в береговой и шельфовой зонах Тастахского и Усть-Ануйского прогибов, имеющих глубину прогибания 2 – 4 км.

Обеспечение энергетических нужд регионов Севера России в XXI в. за счет открытия и освоения крупных месторождений газа на шельфе и побережье арктических морей позволит поднять промышленность, улучшить транспортные связи и социально-бытовые условия проживания населения, вдохнуть новую жизнь в регионы, богатые минерально-сырьевыми ресурсами.

Литература

1. Грамберг И.С., Пискарев А.Л., Беляев И.А. Блоковая тектоника дна Восточно-Сибирского и Чукотского морей по данным анализа гравитационных и магнитных аномалий // Доклады РАН, 1997. – С. 89–93.
2. Дмитриевская Т.В., Рябухина С.Г. и др. Влияние структуры поверхности фундамента на характер распределения нефтяных и газовых месторождений Тимано-Печорского бассейна // Геология нефти и газа, 2000. – № 4. С. 56–58.
3. Пискарев А.Л., Манукова А.В., Чернышев М.Ю. Геодинамическая система моря Лаптевых по данным анализа гравитационных и магнитных аномалий // Доклады РАН, 1997. – С. 45–48.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ, ЭМИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ МАНСИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Р.О. Кузнецов

**Научный руководитель заведующий лабораторией С.Ю. Беляев
Институт геологии нефти и газа СО РАН, г. Новосибирск, Россия**

При прогнозе нефтегазоносности территории очень важным является моделирование процессов генерации, эмиграции и аккумуляции углеводородов. Анализ развития этих процессов позволяет выявить наиболее подходящие участки для проведения поисково-разведочных работ, оценить ресурсы нефти и газа новых месторождений и уточнить количество углеводородов, аккумулированных в ловушках уже открытых месторождений.

Территория исследования расположена в южной части Мансийской синеклизы (Обская региональная ступень Внутренней области Западно-Сибирской геосинеклизы), которая находится в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Цель работы: определить количество генерированных, эмигрировавших и аккумулированных углеводородов на основе современных компьютерных технологий моделирования осадочных бассейнов.

Актуальность темы обусловлена тем, что одной из основных задач нефтегазовой геологии, является более детальное изучение уже освоенных территорий, так как значительные средства вложены в инфраструктуру и др. Для решения проблем прогноза нефтегазоносности на таких территориях применяются мощные компьютерные средства, позволяющие корректно решать эти проблемы.

Оценка количества генерированных, эмигрировавших и аккумулированных углеводородов с целью прогноза нефтегазоносности впервые в России была предложена А.Д. Архангельским в 1927 г [1]. С этого времени и до 70–80 г.г. XX века для оценки процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (УВ) использовался термин – «объемно-генетический» метод. Он впоследствии трансформировался в «историко-генетический» (или более общее понятие «моделирование осадочных бассейнов»), в связи с рассмотрением процессов генерации, миграции и аккумуляции во времени [12].

Одним из основных положений в настоящем исследовании является теория об органическом происхождении УВ. Понимание того, что органическое вещество (ОВ), в ходе развития осадочного бассейна, проходит через ряд стадий (фаз) позволило сформулировать понятие о главной фазе [4] или главной зоне нефтеобразования [5], в которую образуется наибольшее количество жидких углеводородов. Позднее в европейской и северо-американской геологической литературе было введено понятие «нефтяное окно», которое можно рассматривать как синоним понятия «главная зона нефтеобразования» [10].

Математическая модель образования углеводородов при погружении нефтегазоматеринских отложений в ГЗН, учитывающая геологическое время, достаточно хорошо описывается совокупностью параллельных (т.е. одновременных), независимых реакций первого порядка, подчиняющихся кинетике Аррениуса (первого порядка, реже – порядка n) и протекающих в неизотермических условиях. В рамках этой схемы кероген рассматривается как сумма n компонент. Генерация углеводородов в погружающейся осадочной толще зависит, главным образом, от двух параметров – времени и температуры.

Анализ генерации и эмиграции углеводородов, совместно с историей тектонического развития территории, позволяет установить время формирования ловушек, время их заполнения, и время, когда объем аккумулированных углеводородов, стал равен современному. Некоторые вопросы истории тектонического развития были рассмотрены ранее [3], [7]–[9].

Для того, чтобы корректно восстановить объемы генерированных, эмигрировавших и аккумулированных углеводородов была выбрана эталонная глубокая поисково-разведочная скважина (Верхнесальмская 19), которая вскрыла мезозойско-кайнозойские осадочные отложения чехла до фундамента. Скважина Верхнесальмская 19 находится в пределах Демьянского куполовидного мезоподнятия [2], [6]. Согласно нефтегазогеологическому районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, скважина расположена в Сальмском нефтегазоносном районе Фроловской НГО. Общая толщина разреза чехла составляет около 3200 м, и для проведения вычислительного эксперимента он разделен на 21 слой. Для эталонной скважины собран специальный банк данных, в который включена информация о глубинах залегания горизонтов, литологическом составе и обстановках формирования отложений, современной температуре, отражательной способности витринита, содержании и типе органического вещества, характеристике горизонтов по коллекторским свойствам: резервуар, флюидоупор, нефтегазоматеринская порода.

На основе базы данных и современных компьютерных технологий одномерного моделирования осадочных бассейнов была восстановлена тектоническая и нефтяная история [7] в районе скважины Верхнесальмская 19. При реконструкции тектонической истории выполнен анализ: динамики погружения отложений всего осадочного чехла, динамики погружения кровли фундамента с учетом накопления осадочного чехла и палеобатиметрии. Для каждого слоя реконструирована динамика погружения в его верхней, средней и нижней части. Анализ динамики погружения показал, что в течение юрского, мелового, палеогенового, четвертичного времени погружение пород происходило разными темпами. В неогеновое время наблюдается общий подъем территории и перерыв в осадконакоплении. Раннесреднеюрский этап характеризуется менее значительной скоростью погружения отложений, чем в позднеюрское и меловое время. Общая скорость погружения в позднеюрское и раннемеловое время была больше, чем в позднемеловое и палеогеновое. Количественно оценено изменение пористости и теплопроводности пород всего разреза и отдельных горизонтов во времени и с глубиной.

Для правильной реконструкции тепловой истории, которая существенно влияет на образование углеводородов из органического вещества, использовалась отражательная способность витринита. Восстановление температур в осадочном мезозойско-кайнозойском разрезе, в пределах территории исследования, проводилось с учетом распределения современных температур.

Расчет количества углеводородов, которые могли быть генерированы, выполнялся с использованием 5-фракционной модели, которая описывает образование следующих углеводородных фракций: C_1 (метан), C_2 – C_5 (жирный газ), C_6 – C_{15} (лёгкий конденсат), C_{15+} (тяжёлая нефть), твёрдый углеродный остаток (кокс) [11]. Нефтегазоматеринской породой является баженовская свита (II тип керогена). На основе геохимических и температурных данных определено количество углеводородов, которые были генерированы баженовской свитой на разных временных этапах.

При реконструкции нефтяной истории выполнен анализ: объемов генерации и эмиграции углеводородов, количества преобразованного керогена, времени вхождения баженовской свиты в главную зону нефтеобразования и времени, в которое скорость преобразования керогена была максимальной. По данным моделирования эталонной скважины установлено, что к современному моменту величина эмиграции составила более 50 мг УВ/г породы.

Генерационный потенциал органического вещества баженовской свиты уменьшился с 535 до 260 мг УВ/г породы. Более половины (почти 64 %) органического вещества было преобразовано в углеводороды. Определено, что максимальная скорость выделения углеводородов из баженовской свиты была в неогеновое время (20–25 млн лет назад).

По геолого-геофизическим материалам и результатам моделирования построена карта времени вхождения органического вещества баженовской свиты в главную зону нефтеобразования в южной части Мансийской синеклизы. Анализ карты показал, что органическое вещество баженовской свиты достигло ГЗН в позднемеловое время. Это принципиально согласуется с результатами исследований, выполненных ранее [8].

Таким образом, расчеты объемов генерации и эмиграции углеводородов совместно с палеотектоническими реконструкциями позволяют оценить величины аккумулированных в ловушках углеводородов, что является надежной основой для прогноза новых месторождений нефти и газа, а также основой для проведения поисково-разведочных работ.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ № 06–05–64385.

Литература

1. Архангельский А.Д. Условия образования нефти на Северном Кавказе. – Л., 1927. – 184 с.
2. Беляев С.Ю., Деев Е.В., Ершов С.С., Зиновьев С.В. Структура юрского комплекса севера Широкого Приобья // Геология и геофизика, 1999. – Т. 40. – № 9. – С. 1355–1362.

3. Беляев С.Ю., Кузнецов Р.О. Результаты моделирования мезозойско-кайнозойской тектонической истории развития в Юганском Приобье // Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых: Материалы геологической конференции, посвященной 75-летию со дня образования кафедры разведочного дела и специальности «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых». – Томск: ТПУ, 2005. – С. 11–15.
4. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967. – № 11. – С. 135–156.
5. Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМС. – Л.: Недра, 1967. – Вып. 50. – 223 с.
6. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
7. Кузнецов Р.О. История формирования современной структуры и нефтегазоносность батского резервуара в Юганском Приобье // Эволюция тектонических процессов в истории Земли. Материалы XLIII международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс»: Геология. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2005. – С. 101–103.
8. Кузнецов Р.О. Моделирование истории формирования современной структуры и прогноз нефтегазоносности горизонта Ю2 в Юганском Приобье // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы IX международного симпозиума имени академика М.А. Усова. – Томск, 2005. – С. 340–342.
9. Кузнецов Р.О. Моделирование эволюции осадочных бассейнов и нефтегазоносность (Западно-Сибирский осадочный бассейн) // Материалы XXI Всероссийской молодежной конференции. – Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2005. – С. 88–90.
10. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
11. Espitalie J., Ungerer P., Irvin I. et al. Primary cracking of kerogens. Experimenting and modeling C1, C2–C5, C6–C15 classes of hydrocarbons formed // Organic Geochemistry, 1988. – V. 13. – P. 893–899.
12. Wendebourg J. Uncertainty of petroleum generation using methods experimental design and response surface modeling: Application to the Gippsland Basin, Australia. – AAPG, 2003. – V. 7. – P. 295–307.

ОДНОМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРЕЗА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ТЕКТОНИКА ТЕРРИТОРИИ ЮГАНСКОГО ПРИОБЬЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Р.О. Кузнецов¹, К.С. Третьякова²

Научный руководитель заведующий лабораторией С.Ю. Беляев

¹*Институт геологии нефти и газа СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

²*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

Территория исследования – центральная часть Западной Сибири (Юганское Приобье) – составляет почти 3 % от площади Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, однако содержит 31 % от общих ее запасов углеводородов [8], [9]. Выход в новые нефтегазоносные районы и области в РФ затруднен, поэтому комплексное и детальное изучение уже освоенных территорий является одним из приоритетных направлений исследований. В связи с этим, важно понимать, как развивалась территория во времени. Анализ современного строения осадочного мезозойско-кайнозойского чехла совместно с результатами температурных и геохимических исследований позволяет реконструировать процессы нефтидогенеза и связь их с тектоническим развитием территории.

Цель работы – на основе структурных и тектонических карт по подошве осадочного чехла, по кровле юрского, неокомского и апт-альб-сеноманского комплексов проследить изменение структурного плана отложений и сопоставить эти результаты с информацией, полученной на основе одномерного моделирования осадочного разреза.

Для анализа тектонического строения осадочного чехла по реперным горизонтам были использованы структурные и тектонические карты, построенные в ИГНГ СО РАН. Для тектонического районирования разработана новая классификация [1]. Ее особенностью является то, что она построена с учетом «традиционных» подходов с одной стороны, а с другой, позволяет устранить логические противоречия предыдущих тектонических карт. На основе результатов проведенного статистического анализа площадей замкнутых структур всей Западно-Сибирской геосинеклизы, все тектонические элементы разделены на 7 порядков: региональные, надпорядковые ($S = 60000\text{--}200000 \text{ км}^2$), 0 порядка ($S = 20000\text{--}60000 \text{ км}^2$), I порядка ($S = 6000\text{--}20000 \text{ км}^2$), II порядка ($S = 2000\text{--}6000 \text{ км}^2$), III порядка ($S = 200\text{--}2000 \text{ км}^2$), IV порядка ($S = \leq 200 \text{ км}^2$). Эта классификация и принципы выделения структур используются в работе [4].

Анализ тектонических и структурных карт показал, что вверх по разрезу рельеф становится менее дифференцированным (табл.).

Таблица

Параметры тектонических элементов

| Уровень | Сытоминская мезовпадина | | | Центрально-Сургутское куполовидное мезоподняtie | | |
|--------------------------|--------------------------|-------------|--------------|---|-------------|--------------|
| | Площадь, км ² | Изогипса, м | Амплитуда, м | Площадь, км ² | Изогипса, м | Амплитуда, м |
| Подошва чехла | 1891 | -3400 | 200 | 2957 | -2960 | 240 |
| Кровля юры | 5138 | -2840 | 200 | 5048 | -2660 | 160 |
| Кровля неокома | 2900 | -2190 | 200 | Не оконтурено | | |
| Кровля апт-альб-сеномана | 1706 | -1140 | 70 | 1568 | -900 | 30 |

Наибольшие амплитуды структур наблюдаются на карте по подошве осадочного чехла. По опорным горизонтам прослежено изменение площади, амплитуды и замыкающей изогипсы для положительных и отрицательных структур разного ранга. В таблице приведены количественные характеристики для двух структур II порядка (Сытоминская мезовпадина и Центрально-Сургутское куполовидное мезоподняtie) по разным уровням. Анализ таблицы показывает, что площадь структур изменяется не линейно, т.е. площадь структур по кровле юрского комплекса увеличивается (по сравнению с площадью на карте по подошве осадочного чехла), но на картах по кровле неокомского и апт-альб-сеноманского комплексов происходит плавное уменьшение. Амплитуда закономерно уменьшается вверх по разрезу – это характерно для Центрально-Сургутского куполовидного мезоподнятия. Для Сытоминской мезовпадины характерна почти постоянная амплитуда по нижним горизонтам и меньшая амплитуда по самому верхнему комплексу. Это означает, что мезовпадина формировалась в результате двух тектонических фаз.

История формирования Центрально-Сургутского куполовидного мезоподнятия иная. Закономерное изменение его амплитуды вызвано достаточно равномерным ростом этого тектонического элемента на протяжении юрского и мелового периодов.

Для того, чтобы наиболее точно проанализировать тектоническое развитие территории и процессов генерации, миграции, аккумуляции углеводородов выполнено одномерное моделирование для мезозойско-кайнозойского осадочного чехла в пределах территории исследования. В качестве эталонных скважин выбраны: Восточно-Сахалинская 21 и Сургутская 51. Они расположены в центральной части Сытоминской мезовпадины и в южной части Центрально-Сургутского куполовидного мезоподнятия соответственно. Для моделирования была создана специальная база данных по опубликованной и фондовой литературе. В базе данных приводятся глубины залегания выделенных горизонтов, их литологический состав, информация о тепловом потоке, современные температуры, палеобатиметрия, обстановки осадконакопления, параметры нефтематеринских свит ($C_{орг}$, тип керогена и др.). Проанализирована тектоническая и нефтяная истории [2], [3], [5]–[7] в районах этих скважин. Анализ истории тектонического развития проводился с учетом эффекта уплотнения пород с глубиной и во времени.

Определены объемы генерации и эмиграции углеводородов из баженовской свиты, реконструирована динамика погружения отложений, определено время вхождения баженовской свиты в главную зону нефтеобразования, проанализировано изменение пористости отложений с глубиной и во времени для всего разреза и для отдельных горизонтов, проведен анализ температурной истории разреза скважин, скорости седиментации.

Таким образом, комплексный анализ современного структурного плана (т.е. тектонического строения осадочного чехла) нефтегеологических параметров позволяет прогнозировать наиболее перспективные участки.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ № 06–05–64385.

Литература

1. Беляев С.Ю., Деев Е.В., Ершов С.С., Зиновьев С.В. Структура юрского комплекса севера Широкого Приобья // Геология и геофизика, 1999. – Т. 40. – № 9. – С. 1355–1362.
2. Беляев С.Ю., Кузнецов Р.О. Результаты моделирования мезозойско-кайнозойской тектонической истории развития в Юганском Приобье. // Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых: Материалы геологической конференции, посвященной 75-летию со дня образования кафедры разведочного дела и специальности «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых». – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – С. 11–15.
3. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Кузнецов Р.О. Опыт моделирования мезозойско-кайнозойской тектонической и нефтяной истории на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области: Тезисы совещания. – Тюмень, 2005. – С. 13.
4. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
5. Кузнецов Р.О. История формирования современной структуры и нефтегазоносность батского резервуара в Юганском Приобье // Эволюция тектонических процессов в истории Земли: Материалы XLIII международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс»: Геология. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2005. – С. 101–103.

6. Кузнецов Р.О. Моделирование истории формирования современного структурного плана тюменской свиты и динамика погружения отложений в главную зону нефтеобразования (Юганское Приобье) // Труды XVIII международной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс». – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2005. – С. 21–29.
7. Третьякова К.С. История тектонического развития генерации углеводородов по профилю Мансийская синеклиза – Куржинская гряда: Материалы XLIII Международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс»: Геология. – Новосибирск: Изд-во, 2005. – С. 111–112.
8. Хамхоева Т.М., Кузнецов Р.О. Некоторые факторы, влияющие на распределение месторождений нефти на территории Юганского Приобья Западно-Сибирской геосинеклизы // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы международной научно-технической конференции (25–27 октября 2005 г.). – Тюмень, 2005. – С. 11–12.
9. Хамхоева Т.М., Кузнецов Р.О., Петраков Ю.А. Тектонический контроль размещения гигантских и крупных месторождений нефти на территории Юганского Приобья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Эволюция тектонических процессов в истории Земли: Материалы молодежной школы-конференции XXXVII тектонического совещания. – М.: ГЕОС, 2004. – С. 105–108.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АПТ-АЛЬБСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.В. Лескова

Научный руководитель академик Н.Х. Кулахметов

Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа (Тюменский государственный нефтегазовый университет), г. Тюмень, Россия

Нефтегазопроисковые работы начались в середине 50-х годов прошлого столетия. В 1959 году была заложена первая на севере Западной Сибири Тазовская опорная скважина, давшая в 1962 году фонтан газа и доказавшая продуктивность сеноманского НГК с его уникальными запасами газа. На начало XXI века на данной территории насчитывается около 200 нефтяных и газовых месторождений, в число которых входят такие гиганты, как Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье, Комсомольское месторождения.

По новому районированию территория данного района разделена на пять нефтегазоносных областей (НГО): Южно-Карская, Ямальская, Гыданская, Надым-Пурская и Пур-Тазовская. В каждой области выделяются нефтегазоносные районы (НГР), всего их 30. В разрезе отложений встречаются все нефтегазоносные комплексы (НГК): от турон-сеноманского до доюрского. Наибольший интерес представляют отложения апт-альбского комплекса, так как именно в нем выделяется большое количество залежей и они разнообразны по фазовому составу. Комплекс характеризуется большими геологическими запасами.

Апт-альбский нефтегазоносный комплекс – это довольно-таки мощная толща осадочных отложений, благоприятных для формирования залежей углеводородов. Коллектор представляет собой переслаивание песчаников и алевролитов, мощность комплекса колеблется в пределах 400–800 метров. Ловушки углеводородов стратиграфического типа. Комплекс объединяет группу пластов ПК₇₋₂₂, ТП₀₋₁₆, ХМ₆₋₁₀, Дл, ЯК.

Обратившись к стратиграфическим разбивкам и корреляциям, мы наблюдаем, что апт-альбский НГК в Южно-Карской НГО приурочен к танопчинской свите, продуктивными являются пласты А₁₋₇. Глубина залегания продуктивного горизонта 1600–1900 метров. Особенностью этой нефтегазоносной области является то, что она охватывает шельф Карского моря. На 01.01.2004 год на этой территории открыты два месторождения: Ленинградское и Русановское [1], [2]

В Ямальской НГО верхний отдел альбских отложений соответствует марресалинской свите (продуктивный пласт ПК₇₋₁₀), средний и нижний отдел – яронгская свита (пласты ХМ₆₋₁₀, ТП₀); аптские отложения соответствуют танопчинской свите (пласт ТП₁₋₁₆). Залегают альбские отложения на глубине 1400 м, аптские – 1700 м. Площадь Ямальской нефтегазоносной области составляет 154,8 тыс. км², начальные суммарные ресурсы углеводородов (извлекаемые) по апт-альбскому НГК – 10687890 тыс. т. у. т.

В Гыданской НГО, в отличие от Ямальской НГО, апт-альбский НГК с доказанной нефтегазоносностью выявлен во всех нефтегазоносных районах. Верхи данного НГК слагают отложения покурской свиты (пласт ПК₇₋₁₉), а низы – танопчинской (пласт ТП₁₋₁₄). Глубина залегания альбских отложений составляет 1300 м, а аптские отложения прослеживаются на глубинах 1600–1700 метров. Площадь Гыданской нефтегазоносной области – 141,1 тыс. км², начальные суммарные ресурсы углеводородов (извлекаемые) по апт-альбскому НГК – 2746200 тыс. т. у. т.

Надым-Пурская НГО имеет площадь в пределах 130 тыс. км², начальные суммарные ресурсы углеводородов (извлекаемые) по апт-альбскому НГК – 3692490 тыс. т. у. т. Данный комплекс представлен в основном покурской свитой, с индексами продуктивных пластов ПК₇₋₂₂. Залегают продуктивный комплекс на глубине 1200 метров.

Пур-Тазовская НГО состоит из шести нефтегазоносных районов, но продуктивность апт-альбского НГК доказана не во всех районах. Так, в Мангазейском и Толькинском НГР месторождения с интересующими нас промышленными скоплениями углеводородов не выявлены. Отложения соответствуют покурской свите, продуктивные пласты ПК₉₋₂₂ с глубиной залегания 1100–1400 метров. Пур-Тазовская нефтегазоносная область охватывает площадь в

163,2 тыс. км², а начальные суммарные ресурсы углеводородов (извлекаемые) по апт-альбскому НГК составляют 2465510 тыс. т. у. т.

Продуктивность апт-альбского НГК северных областей по количеству открытых месторождений можно представить в виде следующего рисунка (рис. 1).

Как уже упоминалось выше, Южно-Карская НГО имеет в своем составе два месторождения, открытых на двух разбуренных структурах – 100 % удачи. В Ямальской НГО из 27 месторождений 17 имеют в своем разрезе продуктивные отложения апт-альба. В Гыданской НГО из 20 месторождений комплекс нефтегазоносен в 12. В Надым-Пурской НГО насчитывается 94 месторождения, но только в 23 выявлены залежи и подсчитаны запасы по апт-альбскому комплексу. К тому же, эта область еще характеризуется и наличием месторождений (Юрхаровское), которые располагаются и на суше и в шельфовой зоне акватории.

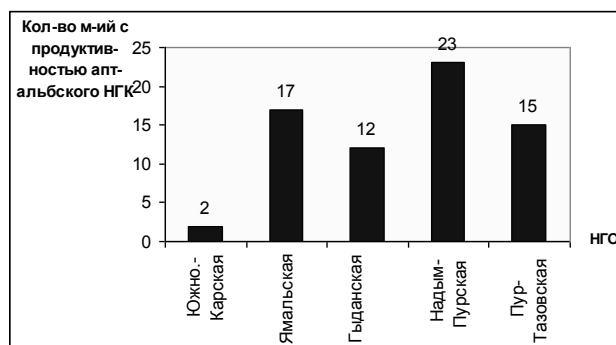


Рис. 1. Распределение месторождений по нефтегазоносным областям

В Пур-Тазовской НГО из 51 месторождения апт-альбские отложения нефтегазоносны только в 15. Общее количество месторождений севера Западной Сибири с доказанной нефтегазоносностью отложений апт-альбского возраста насчитывается 69.

По фазовому составу апт-альбский комплекс представлен залежами нефти, газа, также присутствуют газонефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи углеводородов (рис. 2).

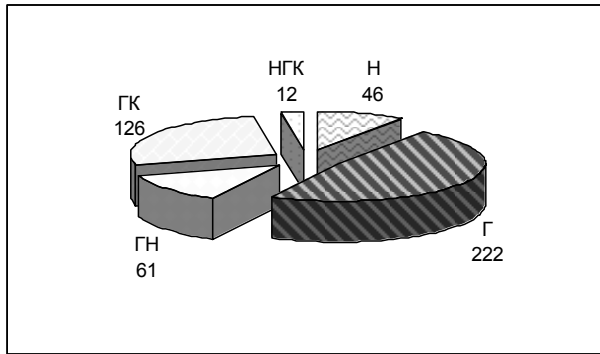
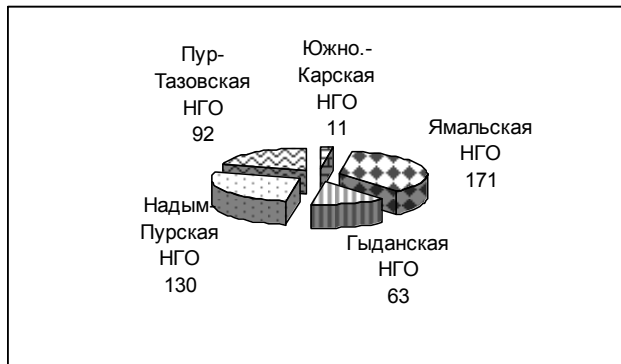


Рис. 2. Распределение залежей апт-альбского НГК севера Западной Сибири по фазовому составу

газовые и газоконденсатные. Основным носителем нефтяных залежей на севере Западной Сибири является Надым-Пурская НГО, в ее разрезе выявлено 30 залежей нефти, остальные являются Г, ГН, ГК и НГК залежами, всего их 130. В Пур-Тазовской НГО в разрезе апт-альбских отложений встречаются залежи всех фазовых составов, всего 92 залежи.



Всего на месторождениях севера Западной Сибири выявлено 46 нефтяных (Н) залежей, 222 – газовых (Г), 61 – газонефтяных (нефтегазовых) (ГН), 126 – газоконденсатных (ГК) и 12 – нефтегазоконденсатных (НГК). Из данной статистики вытекает вывод о преобладании в апт-альбском комплексе газовой составляющей. Так, например, Минховское месторождение (Мессовский НГР Гыданской НГО) в разрезе апт-альбских отложений насчитывает 10 газовых залежей.

Если проанализировать отдельно каждую НГО, то можно заметить, что Южно-Карская нефтегазоносная область в своем составе нефтяных залежей не имеет, она характеризуется наличием только газовых и газоконденсатных залежей (рис. 3). В Ямальской НГО из 171 залежи нефтяными являются только 5, остальные – газовые и газоконденсатные. В Гыданской НГО выявлены только 3 нефтяные залежи из 63, остальные –

газовые и газоконденсатные. Основным носителем нефтяных залежей на севере Западной Сибири является Надым-Пурская НГО, в ее разрезе выявлено 30 залежей нефти, остальные являются Г, ГН, ГК и НГК залежами, всего их 130. В Пур-Тазовской НГО в разрезе апт-альбских отложений встречаются залежи всех фазовых составов, всего 92 залежи.

Также известен и тот факт, что разработка апт-альбского нефтегазоносного комплекса ведется только на 9 месторождениях. В Ямальской НГО три месторождения имеют накопленную добычу: газа – 776 млн. м³, конденсата – 12 тыс. т. (Малыгинское, Харасавэйское, Южно-Тамбейское). Остальные шесть месторождений находятся в Надым-Пурской НГО с добычей нефти – 30930 тыс. т., конденсата – 21 тыс. т., газа – 3106 млн. м³ (Барсуковское, Западно-Таркосалинское, Комсомольское, Харампурское, Юрхаровское и Ярайнерское).

Апт-альбский НГК всего севера Западной Сибири весьма перспективен для опоскования и сейчас находится в начальной стадии освоения.

Литература

1. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 430 с.
2. Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины / Под ред. Н.А. Белоусова. – Тюмень: Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ЗапСибНИГНИ), 1991. – 325 с.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

М.Е. Мартынов

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Рис. 3. Распределение залежей апт-альбского нефтегазоносного комплекса по фазовому составу

Рано или поздно, но во многих регионах основные перспективы нефтегазоносности будут связываться с большими глубинами [1], [4]. Анализ имеющихся данных позволяет выделить основные типы регионов, характеризующиеся различными особенностями распределения нефти и газа (рис., [2]).

Анализ разведанных запасов нефти и газа показывает, что на больших глубинах концентрируется значительное количество углеводородов (УВ), причем в их размещении наблюдается определенная закономерность. Общая доля запасов УВ, приходящихся на слой глубже 4 – 5 км, при этом не определена, но, возможно, не превышает 0,2–0,3 % запасов всей осадочной оболочки (М.К. Калинин, 1982 г.). Предполагается, что они могут быть значительно больше, так как от общей площади перспективных земель на долю глубоких горизонтов приходится около 40 % [3]. На платформах в палеозойских и мезозойских отложениях обнаружены, главным образом, крупные запасы газа, в отдельных регионах (Пермском) превышающие 1 трл м³, что составляет 50 % разведанных запасов региона. Значительные запасы нефти выявлены в основном в молодых складчатых областях, реже на платформах, причем в регионах с интенсивным кайнозойским прогибанием. Продуктивны кайнозойские отложения, а иногда и мезозойские породы (бассейн Сирт).

| Глубина, м | Древние платформы | | Молодые платформы | | | Молодые складчатые области | | | Древние складчатые области |
|---------------|-------------------------------------|---|-------------------------|-----------------------|-------------------------------|---|--|---|----------------------------|
| | Пермский, западный Внутренний и др. | Северо-Каспийский (Палеокаспийская синеклиза) | Средне-Каспийский и др. | Азидо-Кубанский и др. | Внешняя часть Голландии и др. | Междоленные Впадины Калифорнии, Венесуэлы и др. | Передовые прогибы Предкавказья, Предкарпатья и др. | Ажно-Каспийский, Внутренняя часть Голландии | Пребургульский и др. |
| | Pz | | Mz | | | Kz | | | Pz |
| 4000-5000 | 90-110 | 80-90 | 160-180 | 160-180 | 150-170 | 100-130 | 100-130 | 90-110 | 70 |
| 5000-6000 | 110-120 | 90-110 | 190-200 | 190-200 | 170-180 | 120-150 | 120-150 | 110-140 | 90-100 |
| 6000-7000 | 130-150 | | > 200 | > 200 | 180-200 | 160-180 | 160-180 | 130-160 | |
| 7000-8000 | 170-180 | | | | 230 | | | | |

Рис. Основные типы регионов мира с различным распространением залежей углеводородов разного фазового состояния и наиболее характерными современными пластовыми температурами на глубинах 4, 5 км и более.

Залежи: 1 – нефтяные, 2 – газовые, 3 – газоконденсатные; 4 – притоки нефти; 5 – современные пластовые температуры

Таким образом, обобщение и анализ фактического материала по размещению нефтяных и газовых месторождений в интервале глубин 4 – 8 км показывают, что они формируются практически во всех геотектонических типах нефтегазоносных структур, однако концентрация запасов УВ в них весьма неоднородна. Промышленная нефтегазоносность на больших глубинах установлена в отложениях от неогена до палеозоя включительно, представленных как терригенными, так и карбонатными породами. До 49 % разведанных запасов УВ приходится на отложения мезозоя, 34 % – палеозоя, 17 % – кайнозоя. До 50 % всех разведанных запасов УВ находится в карбонатных формациях [3].

Исследованиями в нашей стране и за рубежом установлены некоторые общие закономерности распределения УВ в вертикальном разрезе земной коры. Для всех бассейнов наблюдается закономерное изменение фазового состояния УВ с глубиной. В самом общем виде эта вертикальная зональность выглядит следующим образом: на небольших глубинах формируются продукты низкой степени преобразованности рассеянного органического вещества (РОВ), главным образом, газовые скопления. Ниже по разрезу вследствие большей степени катагенеза РОВ появляются жидкие УВ, конденсаты в составе газовой фазы и нефтяные оторочки. Еще ниже эту зону сменяют преимущественно чисто нефтяные скопления. Далее на больших глубинах появляются газовые и газоконденсатные шапки и залежи, постепенно содержание высших УВ в залежах снижается, и в самых нижних горизонтах отмечаются чисто газовые скопления с преобладанием CH_4 . В основе данной закономерности лежит процесс метанизации жидких УВ при повышении температуры.

Многие авторы убедительно обосновали закономерное уменьшение интервальных (по глубинам) запасов нефти и газа в осадочной толще земли ниже максимума нефтегазоаккумуляции, расположенного на глубинах 1,2–2,5 км, под влиянием истощения нефте- и газоматеринского потенциала органического (ОВ), уплотнения пород-коллекторов и ухудшения изолирующих свойств многих толщ-покрышек по мере увеличения глубины их залегания.

Если рассматривать распределение ресурсов нефти и газа по глубинам в отдельных регионах, то обнаруживается, что оно в большинстве случаев следует упомянутой выше закономерности. Имеются, однако, и исключения, относящиеся к бассейнам, в которых максимум нефтегазоаккумуляции смещен по глубине вниз относительно глобального максимума. В таких регионах доля ресурсов нефти и газа на глубине более 4 – 5 км существенно возрастает. Данное исключение свойственно, например, Прикаспийской впадине, что вызвано развитием наиболее благоприятных геологических условий для нефте- и газообразования в каменноугольных – верхнедевонских отложениях осадочного комплекса, под соленосной крышкой. В дальнейшем при поисково-разведочных работах на глубинах свыше 7–10 км будут открыты новые залежи УВ и изменится представление о характере распределения углеводородов на больших глубинах.

Литература

1. Афанасьев Ю.Т., Кувькин Ю.С., Оводов Н.Е. и др. Нефтегазоносность больших глубин. – М.: Наука, 1980. – 237с.
2. Раабен В.Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. – М.: Наука, 1978. – 124 с.
3. Самвелов Р.Г. Залежи углеводородов на больших глубинах: особенности формирования и размещения, 1995. – 170 с.
4. Симаков С.Н., Аникеев К.А., Артамонова Т.П. и др. Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах. – Л.: Недра, 1986. – 248 с.

ФОРМИРОВАНИЕ ПУСТОТНО-ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА В ПЕСЧАНИКАХ ПЛАСТА Ю₁³⁻⁴ В СКВАЖИНЕ 104 СРЕДНЕНЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.Л. Мещерякова, М.Ю. Колотовкина

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливно

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования является керн, отобранный из пласта Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты в скважине 104 Средненюрольского месторождения, расположенного в Каргасокском районе Томской области. Месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в бассейне реки Нюрольки – левого притока реки Оби. Оно приурочено к одноименному локальному поднятию в пределах Среднеvasюганского мегавала, подготовленному к бурению сейсморазведочными работами в 1962.

Основная задача работы – анализ зависимости емкостно-фильтрационных свойств от петрографического состава и структуры пустотно-порового пространства пород. В качестве метода исследования применен количественный анализ в прозрачных шлифах, изготовленных из песчаных пород, предварительно пропитанных под давлением окрашенной смолой.

Пласт Ю₁³⁻⁴ является базальным пластом продуктивного горизонта Ю₁ васюганской свиты (верхняя юра); он сформирован в регрессивный этап келловейской трансгрессии в прибрежно-морских условиях [1] и представляет собой однородное песчаное тело мощностью 22 метра. Пласт подстилается мелководно-морскими алеврито-глинистыми отложениями нижнеvasюганской подсвиты и перекрывается алеврито-глинисто-углистыми породами континентального генезиса. Песчаники представлены полевошпато-кварцевыми граувакковыми разностями с высокой степенью окатанности обломков и их хорошей отсортированностью. По разрезу отмечается варьирование содержаний алевритовых, мелко- и среднезернистых песчаных фракций. Пористость песчаных пород изменяется от 5,1% в карбонатизированных разностях до 19 % в песчаниках с каолинистым цементом; проницаемость соответственно меняется от 0 до $329,4 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Поровое пространство в песчаных породах представлено межзерновой и в меньшей степени трещиноватой средами. Трещины играют роль путей фильтрации нефти, связывая воедино межзерновое пространство. Структура порового пространства обусловлена многими факторами, и прежде всего гранулометрическим составом частиц, степенью их отсортированности, равномерностью распределения, размером и формой обломков, их минералогическим составом, процессами цементации, а также происхождением пор, степенью их сообщаемости и соотношением количества больших и малых пор.

Песчаники пласта Ю₁³⁻⁴ относятся преимущественно к коллекторам порового, а на отдельных участках – к коллекторам смешанного трещинно-порового типа. По морфологическим признакам в них выделено 4 типа пор: межзерновые, внутризерновые, перекристаллизации цемента, трещинные.

Межзерновые поры в большинстве своем являются остаточными седиментогенными порами, измененными при превращении осадка в породу и ее цементации. Это самые распространенные и самые крупные по размерам поры. Морфология их определяется пространственными соотношениями обломочных зерен, количеством и характером распределения вторичных минералов, заполняющих поры. Форма межзерновых пор в основном неправильная, стенки пор неровные. Исключение составляют участки с вторичным кварцевым цементом с регенерацией поверхностей обломочных зерен, выступающих в свободное пустотное пространство, до ровных граней. Морфология пор в таких участках близка к геометрической многоугольной, а поверхности поровых каналов становятся ровными и гладкими.

Внутризерновые поры наблюдаются в обломках агрегативных пород (гранитов, эффузивов и др.) и полевых шпатов. В агрегативных породах они имеют неправильную форму и извилистые заливообразные очертания, в полевых шпатах развиты по спайности и плоскостям двойникования и характеризуются удлиненно-извилистой формой. Образование пор этого типа обусловлено растворением на более поздних стадиях существования породы (в катагенезе).

Поры перекристаллизации имеют очень мелкие размеры (менее 0,02 мм) и неправильную или многоугольную форму. Образование пор этого типа связано с раскристаллизацией первичного глинистого цемента в крупнопакетный агрегат каолинита и формированием между пакетами пор, свободных от минерализации.

Трещинные поры имеют относительно прямолинейные ограничения, рассекают как обломки, так и цемент. Учитывая, что скважина пробурена в непосредственной близости от дизъюнктивного нарушения, можно предположить связь пор этого типа с проявлением тектонических процессов.

По генезису выделены первичные и вторичные поры. К первичным порам отнесены пустоты между зернами, к вторичным – поры, образованные в результате последующих процессов преобразования породы: каолинитизации (межпакетная микропористость в каолиновом цементе), растворения (внутризерновая пористость) и трещинной деформации обломков (трещинная пористость).

В песчаниках с низкими фильтрационно-емкостными свойствами преобладают изолированные или слабо соединяющиеся очень тонкими извилистыми капиллярными каналами (менее 0,001 мм) первичные остаточные поры сложной конфигурации с неровными стенками.

В песчаниках с высокими коллекторскими характеристиками пустотно-поровое пространство представлено сочетанием различных по морфологии, генезису и размерам пор. Наряду с остаточными седиментогенными межзерновыми порами, среди которых часто встречаются поры, стенками которых являются грани регенерированных кварцевых обломков, в них широко развиты межпакетные поры в каолиновом цементе, внутризерновые поры выщелачивания, трещинные поры, расширенные растворением. Повышению коллекторских свойств здесь способствовали: уменьшение количества цемента, увеличение крупности, равномерности распределения и отсортированности обломков; возрастание размеров межзерновых пор и степени их сообщаемости; проявление трещиноватости.

Структура пустотно-порового пространства песчаников оказывает существенное влияние на коллекторские свойства пород. Пористость пород и их проницаемость выше там, где однороднее и крупнее по величине частицы, а значит больше площадь свободного порового пространства. В большей степени свойства пористых сред зависят от размеров поровых каналов. По величине поры пластов Ю₁³⁻⁴ представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения (от 0,02 мм), а также сверхкапиллярными порами (до 1,84 мм). Так как поры крупные, в

природных условиях при перепадах давлений флюиды слабо удерживаются силами притяжения стенок каналов и могут мигрировать по ним. Самые крупные поры в породе и соединяющие их каналы – основные пути фильтрации флюидов.

Анализ корреляционной зависимости между открытой пористостью и проницаемостью песчаников пласта Ю₁³⁻⁴ показал невысокое значение парного коэффициента корреляции (0,55). Исследование зависимости этих параметров от размеров пустотно-порового пространства показало, что наиболее тесная корреляционная связь существует между коллекторскими свойствами и максимальными размерами пор (0,69 – для пористости, 0,64 – для проницаемости), а также между коллекторскими свойствами и средним значением пористости (0,69 – для пористости, 0,64 – для проницаемости). Наименьшая же зависимость наблюдается между фильтрационно-емкостными параметрами и минимальными размерами пор (0,08 – для пористости, 0,22 – для проницаемости). Процент свободных пор также оказывает влияние на коллекторские характеристики: прежде всего на пористость коллектора (0,83) и в меньшей степени на проницаемость (0,47).

Литература

1. Афанасьев Ю.А. Условия формирования средневерхнеюрских отложений восточной части Нюрольского осадочного бассейна // Известия ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – Т. 304. – Вып. 1. – С. 13–49.

АНАЛИЗ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ГЕОМЕТРИИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ СУРГУТСКОГО СВОДА

А.Ю. Миронов¹

Научный руководитель доцент А.В. Ежова²

¹ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Россия

²Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в Западной Сибири, в том числе в ОАО «Сургутнефтегаз», состояние сырьевой базы характеризуется значительным истощением активных запасов нефти и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, которые включают в себя сложнопостроенные залежи с низкопроницаемыми коллекторами, к которым относятся ачимовские отложения месторождений Сургутского свода. Выявленные неструктурные ачимовские залежи, характеризующиеся сложным геологическим строением, приобретают все большее значение, что приводит к повышению требований по детальности изучения горно-геологических условий и геометрии эксплуатационных объектов с целью своевременного усовершенствования системы разработки.

Формирование неокомских отложений Среднего Приобья происходило путем регрессивного бокового заполнения седиментационного бассейна и последующих зональных и региональных трансгрессий с образованием маркирующих глинистых пачек [1]. Выявлены различные ачимовские клиноформные комплексы на всей территории Сургутского свода: покачевский, чеускинский, сармановский, пимский, быстринский и др., в основании каждого комплекса залегают одноименная глинистая пачка. В фондоформенной части клиноформ формировались линзовидные ачимовские песчаные тела конусов выноса, где залегают рассматриваемые ачимовские пласты, индексируемые на разных месторождениях как БС₁₄, БС₁₅, БС₁₆₋₁₇ и БС₁₈₋₂₀ или Ач_{1-Ач₅}.

Анализ геологического разреза Сургутского свода показал, что с запада на восток меняются условия осадконакопления ачимовских отложений и происходит выклинивание клиноформных отложений и реперных глинистых пачек. Так, например, прослежен последовательная смена более древней сортымской свиты на востоке Сургутского свода на более молодую ахскую свиту, которая прослеживается на западе Сургутского свода. При этом сортымская свита берриас-валанджинского возраста на востоке, внизу которой находится ачимовская толща, перекрывается чеускинской глинистой пачкой, а на западе Сургутского свода ахская свита валанджин-готеривского возраста перекрывается более молодой пимской глинистой пачкой. Ачимовские отложения на территории Сургутского свода – это отложения подводных конусов выноса в глубоководных областях авандельтового комплекса, сформированного в результате регрессивного накопления берега бассейна с востока на запад. Основные механизмы формирования ачимовских подводных конусов выноса – это турбидиты, оползни, пески срыва и подводные течения, которые проявлялись периодически под влиянием климатических изменений. Это говорит о сложной системе образования сложнопостроенных ачимовских комплексов – конусов выноса.

На формирование неантиклинальных ачимовских ловушек влияет также структурный план баженовской свиты. При этом перед выступами «бажена» образовывались достаточно мощные песчаные ачимовские ловушки «перед упорами». Например, пласт Ач₁ Конитлорского месторождения.

На юго-востоке Сургутского свода основное поступление осадочного материала происходило с мощных шельфовых отложений востока и юго-востока, поэтому в юго-восточной части Сургутского свода формировались неглубоководные и более отсортированные ачимовские песчаные отложения (Федоровское, Быстринское, Яунлорское и др. месторождения).

На северо-восточной, северной и западной территориях Сургутского свода ачимовская толща представляет собой более глубоководные конусы выноса, сформировавшиеся в результате перемещения песчаного материала из более мелководных обстановок под действием гравитационных потоков и гравитационных сил (Айпимское, Камыньское, Тянская группа и др. месторождения).

Коллекторские свойства ачимовских отложений в западном и северном направлениях ухудшаются в связи с удаленностью области сноса песчаного материала в зоны погружения Сургутского свода.

Также выявлено, что в северо-восточном, северном и западном направлениях Сургутского свода увеличиваются нефтенасыщенные площади и нефтенасыщенные толщины пластов и, следовательно, запасы нефти ачимовских отложений больше по сравнению с юго-восточной территорией Сургутского свода, где идет разработка ачимовских отложений. Так, на Тянской группе месторождений и на Конитлорском месторождении расположены самые большие ачимовские залежи нефти Сургутского свода, как по площади, так и по запасам нефти. Нефтегазовые залежи в ачимовской толще представляют собой сложнопостроенные неантиклинальные ловушки, в которых резервуарами для залежей углеводородов служат песчаные пласты, литологически- экранированные глинистыми отложениями.

Ачимовские отложения Сургутского свода имеют сложное линзовидное строение, состоят из слегка наклонных пластов, представленных чередованием песчаных и глинистых пропластков меридионального простирания. Следовательно, рассматриваемые пласты Сургутского свода являются сложнопостроенными, в основном, с низкопроницаемыми коллекторами, а запасы относятся к категории трудноизвлекаемых.

В связи со сложным геологическим строением ачимовских пластов требуется усовершенствованный подход к эксплуатации этих объектов.

Нефтегазоносность ачимовских пластов Сургутского свода изучена в основном на разрабатываемых залежах юго-востока Сургутского свода. Имеются большие перспективы нефтегазоносности ачимовских пластов, не введенных в разработку на севере, северо-западе и западе Сургутского свода, где сосредоточено около 50 % от общих запасов нефти в ачимовских отложениях. К трудноизвлекаемым запасам нефти, сосредоточенным в породах с относительно хорошими коллекторскими свойствами, относятся ачимовские залежи нефти, расположенные в центральной и в юго-восточной частях территории Сургутского свода (Федоровское, Быстринское, Яунлорское, Солкинское и др. месторождения). На сегодняшний день из ачимовских отложений выработано 30 % от извлекаемых запасов нефти в центральной и юго-восточной части Сургутского свода, также включая пласт Ач₁ Конитлорского месторождения.

Большая часть запасов нефти центральной и юго-восточной части Сургутского свода, а это 70 % от извлекаемых запасов, еще не выработано. Наибольшие по площади залежи нефти введены в разработку. Это залежи пластов БС₁₈₋₂₀ Быстринского месторождения и пласта БС₁₆ Федоровского месторождения, а также Яунлорское и другие месторождения, расположенные на юго-востоке Сургутского свода.

Пласты БС₁₈₋₂₀ Быстринского и пласт БС₁₆ Федоровского месторождений содержат основные по величине запасы ачимовской нефти в юго-восточной части Сургутского свода.

На Тянской группе месторождений и на Конитлорском месторождении расположены самые большие ачимовские залежи нефти, как по площади, так и по запасам нефти. Достаточно большие запасы нефти имеются на Западно-Камыньском, Айпимском, Нижне-Сортымском и других месторождениях. Следовательно, данные залежи ачимовских отложений на северо-восточной, северной и западной территориях Сургутского свода являются высокоперспективными для разработки. В основном это месторождения, где вырабатываются более продуктивные вышележащие пласты, а разработка ачимовских залежей до сих пор не ведется. Для данных ачимовских залежей нефти извлекаемые запасы нефти определяются при коэффициенте извлечения нефти (КИН) равном 0,1. На разрабатываемых ачимовских залежах (пласты БС_{14-БС22}) в юго-восточной части Сургутского свода извлекаемые запасы нефти оцениваются при КИН равном 0,17–0,2. Применение усовершенствованных методов разработки, а именно бурение горизонтальных боковых стволов и проведение ГРП, в комплексе существенно увеличивают коэффициент извлечения нефти. Также для извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти из ачимовских сложно построенных залежей с низкопроницаемыми коллекторами, как разрабатываемых, так и не введенных в эксплуатацию необходимо применение высокоэффективного бурения скважин с горизонтальными участками на депрессии.

История разработки ачимовских отложений ОАО «Сургутнефтегаза» начинается с 1979 года. На сегодняшний день основной объем добычи ачимовской нефти относится к Быстринскому (пласты БС₁₈₋₂₀), Федоровскому (пласт БС₁₆) и Яунлорскому месторождениям. На Быстринском месторождении основной этап ввода в эксплуатацию, первая стадия разработки ачимовского объекта, продолжалась в период с 1985 года по 1988 год. В этот период было введено в эксплуатацию 330 добывающих и 80 нагнетательных скважин. В 2001 году проведены первые работы по зарезке боковых горизонтальных стволов (ЗБС) на Быстринском и Яунлорском месторождениях, которые показали высокую эффективность применения этого метода на данную группу пластов. Первоначальные дебиты нефти увеличивались в 5–10 раз по сравнению с базовыми, в отдельных случаях достигали значения 200 т/сут. В период с 1999–2005 гг. на ачимовских пластах месторождений «Сургутнефтегазом» проведено более 500 операций по бурению боковых горизонтальных стволов и ГРП. Бурение боковых горизонтальных стволов является эффективным методом увеличения производительности эксплуатации скважин и увеличения объема добычи нефти из ачимовской группы пластов. Результатом проведения 200 мероприятий ОАО «Сургутнефтегазом» за период с 2000 по 2004 годы по зарезке боковых горизонтальных стволов на пласты ачимовской группы стало увеличение суточной добычи нефти данных объектов более, чем на 5 000 т/сут. Также применение ЗБС позволило осуществить прирост запасов нефти и ввод в эксплуатацию новых ачимовских объектов на Пильтанской площади Яунлорского месторождения. В результате бурения скважин с технологией врезки боковых горизонтальных стволов на Яунлорском месторождении была открыта новая залежь пласта БС₁₅, получен значительный прирост запасов нефти по пластам БС₁₆₋₁₇, БС₁₈₋₁₉.

От применения современных геолого-технических мероприятий, в т. ч. бурения боковых горизонтальных стволов на ачимовских залежах нефти Сургутского свода ожидаются большие перспективы, так как не выработано еще 70 % извлекаемых запасов ачимовской нефти. В том числе ожидаются высокие перспективы на залежах, не введенных в эксплуатацию на севере и западе Сургутского свода (Тянская группа месторождений, Камыньское, Нижне-Сортымское, Айпимское и др. месторождения). Сложность горно-геологических условий и геометрии ачимовской толщи на месторождениях нефти Сургутского свода требуют особого подхода при изучении и анализе данных объектов. Опыт применения современных высокотехнологических геолого-технических мероприятий на данных пластах значительно повышает уровень интереса к их изучению.

Литература

1. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Понаморов, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.

СТРОЕНИЕ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ПОРОД, ВМЕЩАЮЩИХ ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ НА СЕЛИМХАНОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.Т. Мусин

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Томской области геолого-разведочные работы (ГРП) на нефть и газ начали проводиться в 50-х гг. прошлого столетия. Учитывая то, что почти все крупные месторождения нефти и газа уже открыты, остро встает вопрос о нахождении новых перспективных горизонтов. В 60-е годы, когда основные ресурсы нефти и газа ЗСП связывались с мезо-кайнозойским осадочным чехлом, в ряде работ давалась положительная оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений. Так, Ф.Г. Гурари, В.П. Казаринов, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, А.А. Трофимук и др. исследователи подчеркивали, что осадочные породы фундамента следует рассматривать в качестве дополнительного резерва прироста запасов нефти и газа. Авторы отмечали, что слабая изученность отложений палеозоя пока не позволяет конкретно оценить его нефтегазоносность и выделить наиболее перспективные на нефть и газ районы [1]–[3]. Поэтому они рекомендовали накапливать информацию по палеозою и на каждой разведочной площадке, где идет бурение на мезозой, углубляться в фундамент хотя бы одной скважиной. На Еллей-Игайской площади (скв. 2 – 1478 м).

В 70–80-е годы прошлого столетия на территории Томской области выявлено около 20 малых залежей нефти и газа в карбонатных отложениях доюрского фундамента на ряде площадей: Калиновой, Северо-Калиновой, Нижнебаганской, Арчинской, Урманской, Солоновской и др. В тектоническом отношении эти месторождения находятся в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, приурочены к Нюрольской впадине и связаны с органогенными постройками палеозойского фундамента. Значительная проходка по палеозойским отложениям достигнута также в пределах Пудинского мегавала на Останинской, Западно-Останинской, Лугинецкой (скв. 170–1526 м), Чинжарской (скв. 5–550 м) площадях. Залежь в палеозое также выявлена на Селимхановском месторождении. В административном отношении Селимхановское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Парабельском районе на юге Томской области.

Согласно принятому нефтегазоносному районированию, Селимхановское месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, входит в состав Васюганской нефтегазоносной области Пудинского нефтегазоносного района. По количеству выявленных запасов месторождение относится к категории мелких. На рисунке представлен геологический профиль Селимхановского газоконденсатнонефтяного месторождения.

В геологическом строении исследуемого 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, имеющие в пределах рассматриваемого района мощность от 2420 м (скв. 1) до 2650 м (скв. 4), залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом. Породы фундамента вскрыты на Селимхановской площади скважинами № 1, 2, 3 и 5 на глубину от 9 до 425 м. В скважине № 1 кора выветривания представлена глинисто-кремнистой породой светло-серого цвета, метаморфизованной глинистой породой зеленовато-серой и буровато-серой. Скважинами № 2, 3, 4, 5 Селимхановской площади вскрыта кора выветривания, представленная брекчией глинисто-кремнистых пород (аргиллит, алевролит, выветрелые хлоритовые сланцы). В скважине № 4 бурение остановлено в верхней части коры выветривания. Породы фундамента представлены известняками темно-серыми, кремнистыми, трещиноватыми. Возраст известняков определен как D_3-C_1 .

По данным литолого-петрографического анализа керн, проведенного по скважине № 1, по всему разрезу в породах коры выветривания, как в брекчиях, так и в глинисто-кремнистых отложениях, отмечается битуминозность. В брекчиях вокруг обломков, преимущественно вокруг кремнистых, наблюдаются тонкие оболочки темно-бурого окисленного битуминозного вещества. Включения битума отмечаются по трещинам, микротрещинам в виде пятен. Рассеянное битуминозное вещество присутствует в цементе, что придает ему буроватый оттенок. В отдельных случаях роль цементирующей массы в брекчиях играет битуминозное вещество темно-бурого цвета, которое составляет 5 % от общей массы.

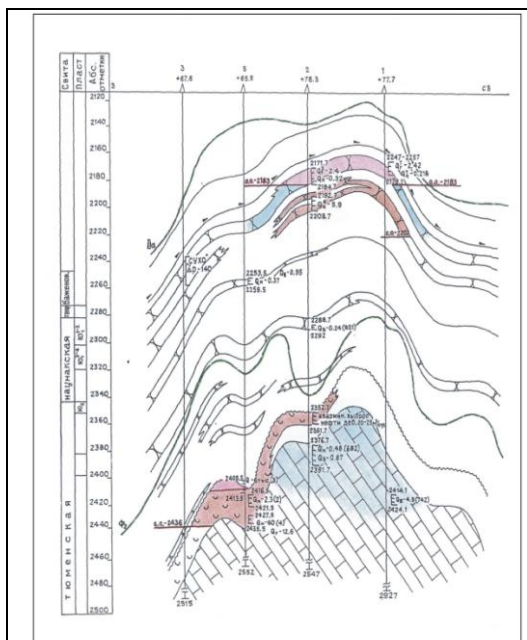


Рис. Геологический профиль по линии I-I Селимхановского газоконденсатнонефтяного месторождения

Глинисто-кремнистые породы темно-серые с желтым, буроватым и зеленоватым оттенком за счет присутствия карбонатов, битума, хлорита, сидерита, с зеркалами скольжения, трещиноватые. Трещины выполнены углистым, битуминозным веществом и светлым кремнистым материалом. Порода участками сланцеватая. Наибольшая сланцеватость пород отмечается на северо-западном крыле структуры (скважина 3).

Таким образом, стратиграфический диапазон вскрытого доплатформенного комплекса достаточно широк. Можно отметить также изменчивость как литологического состава, так и мощностей стратиграфических единиц. В общем все породы, слагающие его, можно объединить в три группы: карбонатные, терригенные (осадочные и метаморфизованные) и магматические (эффузивные и интрузивные). Разнообразные экзогенные процессы, имевшие место на поверхности и в приповерхностной области фундамента в период, предшествовавший платформенному осадконакоплению, привели к тому, что породы его верхней части претерпели существенные изменения и в ряде случаев превратились в коры выветривания.

В пределах рассматриваемой территории скважинами вскрыта кора выветривания доюрских образований. Возраст отложений коры выветривания не определен.

Коры выветривания распространены в виде узких прерывистых полос северо-западного простирания, наибольшие толщины они имеют в своде куполовидных поднятий.

Брекчия в процентном отношении от общей мощности

коры выветривания распределяется по площади следующим образом: 100 % в скважине № 5, 45 % в скважине № 2, по 10 % и 15 % соответственно в скважинах № 1 и № 3. Таким образом, наиболее вероятно, что кора выветривания, представленная брекчией на 50 % и более от общей мощности, распространена в центральном блоке структуры в районе между скважинами № 2 и № 5 и являлась в период формирования отложений коры выветривания источником сноса крупнообломочного материала.

В структурно-тектоническом плане Селимхановское локальное поднятие находится в присводовой восточной части Пудинского мегавала, структуры I порядка, осложняющего юго-восточную часть Западно Сибирской плиты. Структурный план Селимхановского локального поднятия по отражающему горизонту Φ_2 – подошва осадочного чехла – представляет собой брахиантиклинальную складку сложной формы и оконтуривается сейсмоизогипсой –2380 м. Максимальная амплитуда поднятия составляет 110 м, размеры 15х4 км, углы падения крыльев 3–4°. В пределах структуры выделено три дизъюнктивных нарушения субмеридианального направления. Юго-восточный склон поднятия осложняет Чузиковский региональный разлом, разделяющий Селимхановский и Чинжарский эрозионно-тектонические выступы фундамента. Структура осложнена тремя малоамплитудными куполами: западным, центральным и северо-восточным по оконтуривающим сейсмоизогипсам –2320 м, –2280 м, –2360 м. Структурные построения по данным бурения (по кровле палеозойских отложений) отличаются от сейсмических построений по отражающему горизонту Φ_2 . Смещение свода по палеозойским отложениям происходит в южном направлении в сторону Чузиковского регионального разлома с совпадением ориентации осей складок. Вверх по разрезу Селимхановское локальное поднятие значительно выполаживается, при этом амплитуда уменьшается до 40 метров.

В скважине № 1 максимальная мощность вскрытых пород фундамента (425 м) и здесь по промыслово-геофизическим данным выделено 8 проницаемых интервалов мощностью от 5 до 33 м. Тип коллектора порово-кавернозно-трещинный. Открытая пористость известняков изменяется от 3 до 4 %.

По промыслово-геофизическим данным отложения коры выветривания характеризуются как неоднородные, участками проницаемые. На полную мощность проницаемыми являются отложения в скважине № 5. Проницаемые интервалы коры выветривания по площади литологически приурочены как к брекчиям, так и трещиноватым глинистым породам. Аномалия ПС отрицательная от 10 до 83 мВ. Удельное сопротивление пластов до 7,3 Ом. Значения ГК от 5 до 40γ, НГК от 2 до 3 усл. ед. Пористость, определенная по АК и НГК изменяется от 13,5 % до 15,7 %. Тип коллектора – трещинно-поровый. При испытании интервала 2500–2521 м в скважине № 5, литологически представленного светлой, тёмно-серой брекчией и трещиноватыми известняками с запахом нефти, получен приток нефти промышленного значения. По промыслово-геофизическим данным интервал неоднородный, проницаемый. По микрозондированию – трещиноватый, ПС отрицательная до 30 мВ. Значения ГК 15–40 гамм, НГК – 1,42–2,28 усл. ед. Удельное сопротивление, рассчитанное по палеткам БКЗ в интервале 2508–2514,4 м, равно 7,3 Ом. Пористость – 13,8 %. Коэффициент нефтегазонасыщенности составляет 66%. Тип коллектора – трещинно-поровый.

В скважине № 3 проницаемые отложения коры выветривания вскрыты в интервале –2448,2–2506,2 м, признаков нефтегазонасыщенности по керну не отмечено. При опробовании пластоиспытателем интервала 2534–2600 м (а. о. –2446,2–2512,2) за 45 минут стояния на притоке (при депрессии 110 атм) получен приток разгазированного глинистого раствора 1,2 м³. Результаты опробования практически не противоречат тому, что скважина расположена в контуре нефтеносности по отложениям коры выветривания. Отсутствие признаков нефтеносности по керну также отмечается и в скважине № 2, где из верхов отложений коры выветривания, представленных чередованием глинисто-алевритистых пород и брекчии, получен нефтегазовый выброс.

Единственным существенным противоречием является результат испытания отложений коры выветривания в подошвенной ее части в скважине № 1. Интервал испытания 2492–2500 м керном не охарактеризован, по промыслово-геофизическим данным характеризуется как водоносный. Аномалия ПС отрицательная до 107 мВ, значения ГК 5 – 7 гамм, НГК – 2,2–3,1 усл. ед. При испытании интервала 2492–2500 м в эксплуатационной колонне получен приток пластовой воды дебитом 4,8 м³/сут на среднединамическом уровне 742 м. Данные, полученные при испытании в процессе бурения интервала 2411–2477 м в скважине № 1 (пластовая вода сильно разгазированная), в общем также противоречат проведению условного водонефтяного контакта по тюменскому пласту скважины № 3 Чинжарской на абсолютной отметке –2524 м. Но вышеприведенные результаты также не согласовываются с водонефтяным контактом, проведенным по результатам испытания нефтеносного интервала в скважине № 5, на абсолютной отметке –2434 м. Но возможно, что водоносные проницаемые пласты, вскрытые в нижней части отложений коры выветривания, имеют ограниченное распространение по площади и гидродинамически связаны с водоносными известняками эрозионно-тектонического выступа.

Таким образом, выявленная на Селимхановском месторождении в отложениях коры выветривания залежь принимается как пластово-сводовая, по характеру насыщающего флюида – газоконденсатнонефтяная. С целью уточнения её модели, на восточном склоне Селимхановской структуры в пределах северо-восточного блока предлагается заложение поисково-оценочной скважины.

Литература

1. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 298 с.
2. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 730 с.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.

СОЗДАНИЕ МОДЕЛЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РОСТОВСКОГО ПОДНЯТИЯ С.В. Назаренко

Научный руководитель профессор Э.С. Сианисян
Ростовский государственный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

Ростовское поднятие по поверхности докембрийских изверженно-метаморфических пород является восточным (погребенным) продолжением Украинского кристаллического щита. Структура четко выражена в меловых отложениях. Длина поднятия составляет около 150 км, ширина достигает 60 км. Минимальная мощность осадочного чехла примерно 400 м, максимальная – 1400–1500 м. В палеогеновом комплексе поднятие выражено слабо, а в неогеновых и четвертичных отложениях практически отсутствует.

Для Ростовского свода установлен древний возраст заложения и конседиментационное развитие, что является важной положительной предпосылкой нефтегазоносности.

В процессе поисково-разведочных работ здесь выявлено 8 газовых месторождений. Залежи небольшие по запасам (до 7500 млн. м³), однако отличаются высоким качеством газа. Содержание метана колеблется от 92 до 94 %, тяжелых углеводородов от 1,4 до 1,6 %, присутствует в небольшом количестве конденсат [1].

Метан в залежах района по изотопным данным имеет преимущественно биохимическое происхождение. Время аккумуляции наиболее крупного в районе Азовского газового месторождения, вычисленное А.Н. Резниковым и А.А. Ярошенко [3], по данным геохимической кинетики составляет 4 ± 1 млн лет. Возраст подземных вод из этих отложений определен кинетико-геохимическим методом варьирует от 43 до 74 млн лет [2].

Учитывая, что основным фактором обнаружения скоплений газа является наличие достаточно больших емкостей и экрана, построение карт распределения открытой пористости и проницаемости является важнейшей задачей.

Формирование меловых и палеогеновых отложений, к которым приурочены залежи газа, происходило в восстановительной среде, мелководно-морских (шельфовых) условиях [4]. Такие отложения образуются в результате действия приливно-отливных и волновых течений.

В составе нижнего мела присутствуют отложения нерасчлененного апт-неокома и альбского ярусов. Нерасчлененные апт-неокомские отложения несогласно залегают на разновозрастных породах фундамента. К апт-неокомским образованиям отнесена толща континентальных и субконтинентальных отложений, представленных песчаниками, гравелитами, алевролитами и глинами. Средняя открытая пористость нижнемеловых отложений – 33 %.

В составе верхнемелового отдела присутствуют отложения сеноманского, турон-коньякского и сантонского ярусов. Верхнемеловые отложения представлены органогенными известняками, имеющими среднюю пористость 23 %.

Палеогеновая система представлена всеми отделами: палеоценовым, эоценовым и олигоценным. Коллекторы в палеогеновых отложениях выражены алевролитами со средними значениями пористости 32 %.

Наиболее эффективным методом распространения свойств мелководно-морских отложений является интерполяция или кригинг без выделения фаций внутри этих отложений [5].

Моделирование коллекторов мезозойско-кайнозойских отложений осуществлялось нами с использованием программы Surfer 7.0 методом кригинга.

В результате построены карты распределения параметров, характеризующих коллекторские свойства нижнемеловых, верхнемеловых и палеогеновых отложений. На картах выделены участки, наиболее благоприятные для обнаружения новых скоплений углеводородных газов.

Составленные карты можно использовать для выбора участка наиболее благоприятного для строительства подземного хранилища газа. Эти карты позволят также более точно посчитать ресурсы свободных углеводородных газов в недрах Ростовского свода, оценить ресурсы водорастворенного газов.

Литература

1. Муравьев А.Н., Федоренко Е.Н., Ходос М.Л., Зайчиков Г.М. О резервах наращивания промышленных запасов газа в меловых и палеогеновых отложениях южной части Ростовской области // Геологическое строение и разведка полезных ископаемых Ростовской области. – Ростов-на-Дону: РГУ, 1979. – С. 40–48.
2. Назаренко В.С. Формирование газовых залежей Ростовского свода // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Книга 2. – М.: Геос, 2002. – С. 40–41.
3. Резников А.Н., Ярошенко А.А. Определение возраста газовых и газоконденсатных залежей по данным геохимической кинетики // Сб. научных трудов. Серия «Нефть и газ». – Ставрополь: Сев.-Кавк. гос. техн. университет, 2001. – С. 12–25.
4. Смирнов Б.В. Условия образования и закономерности размещения полезных ископаемых // Геология СССР. – Ростов-на-Дону, 1972. – Т. XLVI. – Ч. 2. – С. 9–26.
5. Степанов М.А., Назаренко В.С. Стохастическое моделирование фаций разных типов // Научная мысль Кавказа. Приложение. Спецвыпуск, 2005. – № 5. – С. 62–64.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ШЛАМА ИЗ МЕЛОВЫХ И ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНОЙ ВОСТОК-3

С.В. Онучин

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

К настоящему времени в Томской области большинство геологоразведочных работ проведено в западной части. На этой территории детально изучено геологическое строение, к ней приурочено более 100 крупных и средних месторождений углеводородов. В связи с высокой разведанностью территории, обнаружить на ней какие-либо новые промышленные месторождения нефти или газа не представляется возможным. Поэтому для расширения перспективных территорий и прироста запасов возникла необходимость проведения исследований на востоке Томской области, на правобережье реки Оби.

Признаки нефтеносности в восточной части Томской области были обнаружены ранее многими учеными. В.Н. Ростовцев указывает на наличие поверхностных нефтепроявлений в данном районе [2]. Н.П. Запывалов, рассматривая данную территорию с позиции флюидодинамической концепции, также предполагает возможность нахождения на Обь-Енисейском междуречье месторождений углеводородов [1]. На основании этих данных можно с определенной уверенностью полагать, что в недрах могут находиться скопления углеводородов. Но на какой глубине они расположены? Объект также интересен тем, что на востоке территории набор свит по сравнению с западной частью

совсем другой. Свиты, сформированные в верхнеюрское время на западе в более глубоководных морских (баженовская и георгиевская) и прибрежно-морских (васюганская) условиях в восточной части замещаются менее глубоководной марьяновской и континентальной наунакской свитой [3], накопление осадков которых осуществлялось в условиях более возвышенного рельефа.

Территория исследования ограничена в субмеридианальном простирании реками Обь и Иртыш, а в субширотном – реками Кеть и Тым. Общее представление о геологическом строении и замещении одних свит другими уже получено на площадях, которые бурились ранее (например, Вездеходная). Керн по этим скважинам практически отсутствует, поэтому для получения дополнительной информации о вещественном составе необходимо бурить новые скважины. В частности, параметрическая скважина Восток-3 предназначена для более детального исследования геологического строения разреза, его литологического состава, прогноза коллекторов, покрышек и их качества, обнаружения углеводородов. Скважина должна вскрыть породы не только осадочного чехла, но и палеозойского фундамента, так как считается [1], что именно эти отложения являются наиболее перспективными. Тем не менее, существуют предпосылки нефтеносности и мезозойских отложений. В настоящее время скважина Восток-3 пройдена до глубины 3200 м, вскрыты только мезозойские породы. Керн поднят из юрских отложений, его отбор несистемный, часть интервалов пройдена без отбора ядерного материала. Поэтому изучению шлама придается особое внимание. Хотя он не дает точную и полную информацию о строении разреза, но позволяет оценить литологические параметры этих пластов.

В нашу задачу, прежде всего, входило исследовать шлам и провести по полученным результатам литологическую характеристику разреза. Несмотря на то, что в шлам попадали в основном алевритовые и глинистые породы, а слабо сцементированные песчаники, слагающие коллекторы, поднимались не в полном объеме, по данным шлама можно провести оценку состава меловых и юрских отложений и уточнить границы между свитами. Исследование шлама проводилось традиционно с использованием бинокулярного микроскопа (12,5*0,6).

Исследовался шлам, отобранный в интервале от 700 м до 2880 м, в стратиграфическом диапазоне, включающем отложения мелового и верхнеюрского возраста, представленные свитами: наунакской, марьяновской, куломзинской, тарской, киялинской, покурской. Отбор шлама производился с интервалом 5 м.

Наунакская свита вскрыта в интервале глубин 2515–573 м, мощность ее составляет 58 м. Керн из этого интервала не отбирался. Согласно шламу в свите значительно преобладают серые глины – 67,22 %, в подчиненном количестве присутствуют серые алевролиты – 14,89 %, песчаники – 7,78 %, в меньшей степени представлены бурые глины – 5,78 %, карбонаты – 2,23 % и углефицированный детрит – 2,00 %.

По всему разрезу свиты встречаются обломки раковин, выполненные перламутром и кальцитом. Породы иногда содержат пиритовые зерна, обломки кварца, полевых шпатов, слюд (чаще мусковита).

Марьяновская свита встречена на глубинах 2480–2516 м, мощность свиты около 36 м. Согласно керну отложения свиты представлены темно-серыми аргиллитами с большим количеством двустворок и ростров белемнитов. В шламе преобладают обломки серых глин с различными оттенками – 66 %, реже встречаются зеленые глины – 1,33 %, глины бурые – 11,17 %, серые алевролиты – 10,5 %, бурые алевролиты – 2,5 %, мелкозернистые и алевритистые песчаники – 0,5 %, углефицированный растительный детрит – 6,5 %. Карбонаты представлены кальцитом раковин и обломками кальцита – 1,5 %. Встречаются зерна пирита, слюды.

Куломзинская свита встречена на глубинах 2370–2480 м, мощность свиты составляет 110 м. Керн отбирался в интервале от 2460,2 м до 2473 м. Согласно керну начало интервала представлено аргиллитами серого цвета, которые сменяются крупнозернистыми алевролитами. На протяжении всего интервала отбора ядра (12,8 м) наблюдается обилие двустворок и единичные ростры белемнитов.

По шламу свита представлена обломками глин: серых – 11,35 %, зеленых – 63,20 %, бурых – 16,85 %; алевролитов: зеленых – 1,25 %, серых – 5,80 %, бурых – 0,35 %; углефицированным растительным детритом – 0,05 %; карбонатами – 1,15 %. В шламе отмечаются остатки раковинного детрита, чешуйки хлорита ярко зеленого цвета, биотита, примесь кварца, полевых шпатов и пирита, реже граната.

Тарская свита вскрыта в интервале глубин 2290–2370 м, мощность свиты 80 м. Керн в этом интервале не отбирался. Отложения свиты в шламе представлены обломками серых глин – 5,92 %, зелеными глинами – 44,62 %, бурыми глинами – 36,62 %, зелеными алевролитами – 5,38 %, бурыми алевролитами – 5,00 %, песчаниками – 1,69 %, карбонатами – 0,77 %,

Согласно шламу отложения также содержат глинистые породы с включениями хлорита. Встречаются остатки углефицированного детрита, обломки различных створчатых раковин, мергелей, примесь хлорита и бурого биотита, редко мусковита; слюдястый материал, кварц.

Киялинская свита вскрыта на глубинах 1390–2290 м, мощность ее 900 м. Керн из отложений свиты не поднимался. Согласно шламу свита представлена следующими породами: серыми глинистыми породами – 18,88 %, зелеными глинами – 20,74 %, бурыми глинами – 48,77 %, черными глинами – 0,32 %, единичными обломками каолиновых глин, алевролитами зелеными – 2,81 %, алевролитами бурыми – 0,29 %, песчаниками – 0,47 %, гравием – 0,13 %, углефицированным растительным детритом – 3,29 %, карбонатами (кальцит, сидерит) – 0,46 %.

Встречаются обломки, сложенные кремнистым материалом. Отмечаются обломки кварца, полевых шпатов, биотита, мусковита, хлорита, апатита, магнетита. Реже присутствуют кристаллы циркона, граната, пластинки. На глубинах 1405 и 1450 м имеются маркировочные пропластки, состоящие из черного каменного блестящего угля и обломков сильно обугленной древесины.

Покурская свита вскрыта в интервале глубин 700–1390 м, мощность свиты 690 м. Керн в этом интервале не отбирался. В шламе свита представлена преимущественно обломками глинистых пород серого – 87,08 %, зеленого – 5,18 %, бурого – 0,62 %, черного цвета – 1,44 %, алевролитами серыми – 2,49 %, песчаниками – 1,36 %, отмечается гравий – 0,02 % и углефицированный растительный детрит – 1,80 %.

В качестве примеси в шламе присутствуют обломки кварца, полевых шпатов, пород разного состава, чешуйки хлорита, мусковита, реже биотита. Иногда встречаются единичные обломки пирита, граната, роговой обманки, циркона, эпидота и магнетита.

Шлам, отобранный из отложений всех свит, в основном представлен глинистыми породами, реже алевролитами и песчаниками. Можно выделить некоторые закономерности изменения литологического состава свит с

глубиной. Во всех свитах в шламе содержание песчаников примерно одинаковое – около 1 %, исключение составляет шлам научакской свиты, в котором количество обломков песчаных пород возрастает до 8 %. В целом по разрезу по мере увеличения глубины отбора шлама прослеживается также тенденция в повышении процентного содержания алевролитовой составляющей. Так, в покурской свите содержание алевролитов в шламе составляет 2,49 %, а в научакской оно возрастает до 25 %. Это объясняется прежде всего особенностями строения свит, а также большей плотностью алевролитов научакской свиты по сравнению с алевролитами вышележащих свит и их повышенной карбонатностью.

Также отличаются свиты и по окраске породообразующей глинистой фракции. Увеличение содержания зеленых глин значительно возрастает от покурской свиты до марьяновской (по мере погружения свит): в шламе покурской свиты их 5,18 %, киялинской – 20,74 %, тарской – 44,62 %, куломзинской – 63,20 %. В шламе марьяновской свиты количество зеленых глин резко сокращается до 1,33 %, а в научакской они полностью отсутствуют. В то же время содержание серых глин меняется циклично: в шламе покурской свиты их 87,08 % (в некоторых образцах до 100 %), в шламе киялинской, тарской и куломзинской свит их содержание значительно снижено (18,88 %, 5,62 %, 11,35 % соответственно), а в шламе марьяновской и научакской свит количество их возрастает до 66 % и 67,22 % соответственно. По мере увеличения содержания серых глин наблюдается также увеличение содержания серых алевролитов до 15 % (научакская свита). Количество обломков бурых глин меняется по разрезу в следующей последовательности: в покурской свите – 0,62 %, ниже по разрезу их количество увеличивается до 48,77 % в киялинской свите, а затем снова снижается до 5,8 % в научакской свите.

Согласно проведенным исследованиям по генетическим признакам пород, встреченных в шламе, можно выделить условия формирования свит. Обилие остатков обугленной древесины, растительного детрита и угля в отложениях покурской свиты свидетельствуют о их континентальном происхождении, напротив, находки обломков раковин и повышенная карбонатность отложений, отмечающихся в шламе куломзинской и марьяновской свит, их преимущественно глинистый состав характеризуют морские условия осадконакопления. А увеличение содержания песчаной и алевролитовой составляющих в отложениях научакской свиты, а также частая встречаемость в шламе, отобранном из верхних частей свиты, остатков раковинного детрита говорят о более мелководных, прибрежно-морских условиях осадконакопления.

Таким образом, формирование свит на исследуемой территории носило закономерный характер и связано с трансгрессивно (научакская, марьяновская свиты) – регрессивными (куломзинская, тарская, киялинская свиты) циклами осадконакопления, осуществляющимися в юрское время при погружении континента и трансгрессии моря, а в меловое – протекающими на фоне общего подъема территории и трансгрессии.

Литература

1. Запывалов Н.П. Прогноз нефтегазоносности восточной части Томской области по данным аэрокосмической информации и гидродинамики // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2003. – № 2. – С. 32.
2. Ростовцев В.Н., Резник С.Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья и перспективные объекты для поиска нефти и газа в правобережье Оби Томской области. – Томск: Изд-во ТГУ, 2004. – 163 с.
3. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.

ПРОЦЕСС ОТЛОЖЕНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ **С.Н. Сафаров**

Научный руководитель профессор А.М. Хасаев
Азербайджанский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Баку, Республика Азербайджан

Добыча нефти в большинстве нефтегазободывающих районов осложняется образованием асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в основном в пласте, в призабойной зоне, в подъемных трубах, а также в оборудовании системы сбора, транспорта и хранения нефти.

Интенсивность образования АСПО зависит от состава нефти и ее высокомолекулярных компонентов, а также от термодинамического состояния потоков при добыче и транспортировании нефти.

В результате проведенных исследований [1] выявлено, что в пласте адсорбируются тяжелые компоненты и их количество уменьшается по направлению фильтрации жидкостей. При эксплуатации продуктивного пласта температура его призабойной зоны несколько понижается. В случае изменения температуры на 1–20 °С меняется фазовое состояние нефти и при этом может происходить отложение АСПО.

На основании указанных выше положений на лабораторно-экспериментальной установке изучался процесс отложения АСПО в пористой среде при наличии перепада температуры, соответствующего промышленным условиям.

Для выполнения влияния вязкости нефти и содержания тяжелых компонентов на затухание фильтрации в лабораторных исследованиях использованы нефти площадей Хорасаны (ПКВ) и Умбаки (чокрак), где широко внедрялась тепловая обработка призабойной зоны пласта.

Температура начала плавления АСПО 59–600 °С [2]. Вследствие низкого газового фактора нефтей опыты проводились с дегазированными нефтями при давлении 10 атм. и температуре 240 °С, близких к пластовым значениям. В качестве пористой среды использован песок, взятый в месте выклинивания на дневную поверхность кирмакинской свиты.

Лабораторная установка включает линейную модель пласта, термостат и емкость. Модель пласта состоит из 15 отдельных секций, изготовленных из труб диаметром 50 мм, скрепленных болтовыми соединениями. Длина секции 10 см. Модель пласта длиной 150 см изолирована от окружающей среды.

В начале опыта фильтровались нефти при перепаде давления 0,5 атм., а по мере затухания фильтрации для сохранения установленного расхода перепад увеличивался до 4 атм. Для измерения температуры на входе и выходе пористой среды были установлены термометры.

Температура входящей и выходящей нефти поддерживалась соответственно 24 и 230 °С (перепад температуры 10 °С). Продолжительность фильтрации обеих нефтей составила 4 месяца.

После окончания опыта все секции разбирались, и насыщенный нефтью песок из каждой секции промывался бензином. Для определения АСПО в отбензиненной нефти применялся метод экстрагирования, а для качественной оценки – хроматографический метод.

Результаты опытов показывают, что в пористой среде перепад температуры на 10 °С распространяется от скважины-модели в глубину пласта на расстояние 4 см и приводит к отложению тяжелых компонентов в промежутке. В проводимых опытах определялась также проницаемость пористой среды в зависимости от времени фильтрации нефти. Резкое уменьшение проницаемости, наблюдаемое в начальный момент фильтрации, объясняется отложением АСПО на входе в модель пласта.

Также следует, что содержание АСПО заметно влияет на проницаемость пористой среды.

Литература

1. Алекперзаде М.А., Джамалов М.М. Влияние температуры начала плавления смолистых веществ на эффективность тепловых обработок скважин // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1969. – № 12. – С. 9–11.
2. Бернштейн М.А., Требин Ф.А. Перспективы развития термических методов добычи нефти // Нефтяное хозяйство, 1966. – № 8. – С. 21–24.

ПРОГНОЗНО-ПОИСКОВЫЕ ПРИЗНАКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

К.А. Удод

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Малобалыкское нефтяное месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и относится к Нефтеюганскому району Ханты-Мансийского автономного округа. Нефтеносными объектами являются пласты АС₄, БС₂₋₃, БС₈ и отложения ачимовской толщи.

Основой эффективных поисков и прогнозирования нефтяных месторождений является знание поисковых критериев и признаков промышленной нефтегазоносности изучаемых площадей и структур. Поисковыми критериями принято называть совокупности геологических факторов, определяющих условия образования и закономерности размещения месторождений полезных ископаемых в земной коре. Признаками нефтегазоносности считаются факторы, прямо или косвенно указывающие на присутствие полезного ископаемого в пределах изучаемого объема недр. Поисковые критерии отражают предшествующие процессы нефтегазонакопления, способствуют познанию их и создают условия для обнаружения промышленных скоплений полезных ископаемых и, таким образом, являются ведущими геологическими предпосылками прогноза и поиска месторождений. Поисковые признаки обусловлены образованием и последующим разрушением месторождений, это – следы процессов и явлений, сопутствующих образованию, изменениям и разрушению месторождений.

Поисковые критерии могут быть универсальными, выраженными повсеместно, региональными, свойственными крупным структурам земной коры и локальными, проявляющимися в пределах определенных районов, площадей и месторождений. Поисковые признаки отражают многообразие форм проявления нефтегазоносности на изучаемых уровнях нефтегазоносных структур. Анализ и учет значимости тех и других в конкретных определенных условиях определяет комплекс поисковых критериев и признаков промышленной нефтегазоносности. Поисковые критерии выбираются на основе эмпирических и теоретических закономерностей и обычно группируются по отраслям нефтегазовой геологии: тектонические, стратиграфические, литологические, геохимические и гидрогеологические.

Локализация зон нефтегазонакопления на Западно-Малобалыкском месторождении характеризуется комплексом региональных и локальных признаков, по которым возможно нахождение месторождений углеводородов. В то же время единственным достоверным способом обнаружения залежей нефти и газа является испытание перспективных пластов.

Учитывая пространственную сопряженность и, как следствие, аналогичность геологического строения Западно-Малобалыкского нефтяного месторождения с более изученным Малобалыкским месторождением и другими месторождениями Широкого Приобья, можно выделить ряд региональных и локальных признаков промышленной нефтеносности.

Среди региональных признаков выделяются структурные (геотектонические) и геофизические. К ним относятся такие, которые выражены не только в пределах отдельно взятых месторождений или районов, но и областей и нередко провинций.

С позиции региональной геологии район Западно-Малобалыкского месторождения расположен в центральной части Западно-Сибирской плиты, входящей в состав молодой Уральско-Сибирской платформы и приурочен к Малобалыкской мегаседловине. Последняя находится в зоне сочленения Усть-Балык-Мамонтовского вала и Салымского мегавала. На юге граничит с юганской мегавпадиной, на севере с Тундринской котловиной – это максимально нефтеносные структуры среднеобского геоблока. Площадь работ относится к южному его окончанию и граничит на западе с Фроловской шовной зоной, на юге – с относительно прогнутым Нюрольско-Юганским блоком, что предполагает в целом мощную миграцию флюидов, в том числе нефтегазоносных на изучаемом месторождении. Кроме того, его тектоническая позиция – расположение его в южной части Сургутского нефтегазоносного района, одного из основных как по запасам, так и по добыче нефти Среднеобской нефтегазоносной области – также предполагает повышенную нефтегазоносность объекта.

По аналогии изучаемого участка Западно-Малобалыкского месторождения с другими примыкающими месторождениями, имеющими сходное геологическое строение, вполне можно принять геотектонические признаки Сургутского нефтегазоносного района, как прогнозные признаки возможной консервации углеводородов в аналогичных структурах Западно-Малобалыкского месторождения, также приуроченных к Малобалыкской мегаседловине.

Среди локальных признаков нефтегазоносности выделяются стратиграфические, структурные, литологические, геохимические, геофизические признаки. В значительной мере такие признаки характеризуют и обуславливают наличие промышленных залежей углеводородов в узколокальных, весьма ограниченных участках осадочного разреза.

Стратиграфические и петрофизические признаки нефтегазоносности выражены в способности УВ занимать определенные резервуары и стратиграфические уровни. В данном случае это меловые и ниже-верхнеюрские отложения, имеющиеся в разрезах скважин. Среди отложений этих стратиграфических уровней выделяются и пласты АС₄, БС, и ачимовская толща, которые в близлежащих месторождениях известны как продуктивные с резервуарами УВ.

При изучении литологических и петрофизических особенностей продуктивных отложений использованы имеющиеся и вновь полученные литологические описания отложений, петрографическая характеристика отобранного зерна, результаты лабораторных исследований его образцов, а также данные специальных исследований вещественного состава пород на основании микропетрографического описания шлифов, рентгеноструктурного анализа минеральных ассоциаций в образцах. При изучении продуктивных отложений проводилось сопоставление имеющихся и вновь полученных данных по пластам АС₄, БС и ачимовской пачки.

Пласт АС₄ в разрезе Западно-Малобалыкского месторождения представлен переслаиванием песчаников алевритистых и алевролитов песчаных с прослоями аргиллитов. Коллекторами являются песчаники и песчаные алевролиты, резкого отличия между которыми не наблюдается. По результатам петрофизических исследований коэффициент открытой пористости $K_{п}$, по выборке зерна коллекторов пласта АС₄, меняется в пределах от 15,1 до 26,3 %, со средним значением 20,2 %; коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пр}$, по выборке зерна, имеет среднее значение 59,9 мД; коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во}$. Для основной массы значения $K_{во}$ в коллекторах меняются от 29,2 до 60 %. Объемная плотность δn по выборке имеет среднее значение 2,12 г/см³; коэффициент карбонатности $S_{карб}$ в коллекторах меняется от 0,4 до 13,7 %. По результатам анализа литологического и петрографического описания зерна, петрофизических зависимостей можно сделать вывод о том, что коллекторы пласта АС₄ Западно-Малобалыкского месторождения представлены одним типом. Это – коллектор с межзерновой пористостью и рассеянной глинистостью. В этом типе коллектора изменение емкостных и фильтрационных свойств зависит от степени заполнения порового пространства скелета породы глинистым материалом, но в гораздо большей степени от интенсивности проявления вторичной пористости, обусловленной процессами наложенного эпигенеза.

В группу пластов БС на Западно-Малобалыкском месторождении входят продуктивные пласты БС₂, БС₈. Коллекторы этих пластов близки друг с другом по строению и вещественному составу и представлены песчаниками полимиктовыми, в основном мелкозернистыми, алевритистыми. Коэффициент открытой пористости $K_{п}$, по выборке зерна коллекторов имеет среднее значение 19,1 %. Коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пр}$ в коллекторах меняется от 0,53 до 191,2 мД; среднее значение равно 26,4 мД. Коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во}$ коллекторов имеет минимальные значения $K_{во}$, начиная с 22–26 %. Это означает, что в пластах группы БС максимальные величины коэффициента нефтенасыщенности K_n могут достигать 74–78 %. Объемная плотность δn меняется по всей выборке зерна в более широких пределах, чем по пласту АС₄. Диапазон δn в коллекторах – 2,0–2,70 г/см³; среднее значение – 2,17 г/см³. Коэффициент карбонатности $S_{карб}$ в коллекторах имеет среднее значение $S_{карб}$ 2,2 %.

Модель коллектора пластов группы БС в результате анализа имеющейся информации по керну и по результатам лабораторных исследований представляется межзерновым типом с новообразованной наложенной трещиноватостью и пористостью, в котором изменение емкостных и фильтрационных свойств зависит от интенсивности проявления процессов наложенного эпигенеза. Приведенные данные свидетельствуют и о том, что в разрезе группы пластов БС имеется еще один тип коллектора – со сложной структурой порового пространства, обусловленной наличием значительного количества карбонатного материала. Поровое пространство в таком коллекторе представлено и межзерновой пористостью, и вторичной емкостью в виде микрокаверн и микротрещин, что обеспечивает им высокие емкостные и фильтрационные возможности.

Продуктивные пласты ачимовской толщи представлены песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Коллекторами являются песчаники, в основном, мелкозернистые, алевритистые, средне- и, в большинстве образцов сцементированные, полимиктовые. Коэффициент открытой пористости $K_{п}$ в них по выборке коллекторов имеет среднее значение 17 %. Коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пр}$ в коллекторах изменяется от 0,41 до 22,5 мД, среднее значение $K_{пр}$ равно 1,6 мД. Коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во}$ в коллекторах имеет среднее значение – 61 %. Это означает, что максимальное значение коэффициента нефтенасыщенности в коллекторах ачимовской толщи равно 54–55 %. Объемная плотность δn в коллекторах имеет среднее значение 2,23 г/см³. Коэффициент карбонатности $S_{карб}$ в коллекторах имеет среднее значение 1,8 %.

Значительное, вероятно, совместное влияние глинистости и карбонатности на ФЕС значительно усложняет строение коллекторов ачимовской пачки. Превалирование глинистой или карбонатной составляющей по-разному влияет на фильтрационно-емкостные свойства и усложняет структуру порового пространства. Основной тип представлен коллекторами порового типа с глинистым или глинисто-карбонатным цементом, находящемся в породе в рассеянном, слоистом или структурном виде. Подчиненное строение имеют коллекторы, представленные песчаниками, уплотненными за счет карбонатизации, с более сложной структурой порового пространства и имеющие вторичную емкость в виде микрокаверн и микротрещин. По классификации А.А. Ханина коллекторы пласта относятся к V классу, встречаются также коллекторы IV класса.

В качестве геохимического признака – наличия углеводородов, определяемого люминесцентно-битуминологическим анализом, с помощью которого определен тип и состав битумоидов.

Люминесцентно-битуминологический анализ на объекте проводился из всех разновидностей пород и детально изучался по потенциально проницаемым для нефти отложениям – песчаникам.

Люминесцентно-микроскопические исследования установили наличие в породах баженовской свиты сингенетичных, существенно смолистых, битумоидов и подтвердили принадлежность пород к нефтематеринским. Об этом свидетельствуют также высокие содержания урана в ЗОВ пород, которые выделены в процессе ядерно-геохимических исследований. В продуктивных отложениях нижнего мела и верхней юры отмечаются миграционные битумоиды, имеющие, в основном, два вида распределения в породах: межзерновое и порово-трещинное. В межзерновых промежутках преобладают маслянисто-смолистые битумоиды, в трещинах и новообразованных порах –

более легкие битумоиды. Отмечается некоторая тенденция в “утяжелении” состава битумоидов от продуктивного пласта БС₈, в котором преобладают более легкие маслянистые битумоиды, к пласту АС₄, для которого характерны маслянисто-смолистые и смолистые битумоиды. Количество битумоидов в пластах варьирует, выделяя более продуктивные интервалы скопления УВ.

Геохимические исследования базируются также на изучении закономерностей концентрации и особенностей распределения урана и Al₂O₃ в породно-слоевых ассоциациях нефтегазоносных отложений. Данные элементы отличаются исключительно высокой информативностью в связи с высокими их кларковыми содержаниями в осадочных породах, тесной связью с процессами литогенеза, эпигенеза и миграцией УВ, а также чувствительностью к изменениям режимов Eh и pH на всех стадиях преобразования пород. Отношение U/Al₂O₃ дает представление об интенсивности изменения алюмосиликатов при углекислотном метасоматозе. Это позволяет оценить степень влияния постседиментационных процессов на ФЕС пород, а также использовать величину отношения U/Al₂O₃ при корреляции пластов по эпигенетическому признаку. Отрицательные литогеохимические аномалии, выделенные по величине отношения U/Al₂O₃, указывают на разуплотнение пород. Их характер проявления в разрезе: мощность, однородность, глубина – показатель перспективности зон флюидомиграции и скоплений УВ.

В результате проведенных исследований было выяснено, что наиболее перспективными на нефтегазоносность на Западно-Малобалыкском месторождении по изученной выборке значений U/Al₂O₃ является пласт БС₂, менее продуктивны пласты БС₈ и АС₄. Представляют интерес, как возможные потенциальные коллекторы, пласты ачимовской пачки и отложения тюменской свиты.

Интервалы пород с повышенными величинами U/Al₂O₃, превышающими 0,18 (положительные аномалии), соответствуют, в общем случае, участкам уплотненных пород.

Стратиграфические признаки проявляются в приуроченности нефтегазоносности к определенным стратиграфическим уровням. В данном случае, применительно к Западно-Малобалыкскому месторождению, роль таких уровней играют ряд регионально выдержанных пластов-коллекторов. На территории Западно-Малобалыкского месторождения, продуктивные пласты имеют пластово-сводовый тип залежи, тип коллекторов, преимущественно постседиментационный, обусловленный процессами наложенного эпигенеза (Лебедев, 1996).

Методика интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) с целью выделения коллекторов также применена в настоящей работе.

Разработанные в данной работе прогнозно-поисковые признаки промышленной нефтеносности, позволяют сделать следующий вывод: при поиске и разведке объектов подобного типа достаточно хорошо применим метод аналогии. Однако, несмотря на это, даже на небольшом участке от аналогового месторождения, могут существенно изменяться фациальные и прочие условия литогенеза. Поэтому, необходимо изучать не только явные перспективные участки, в сравнении с аналоговым объектом, но и проводить контур нефтеносности на изучаемом объекте, используя новые методы исследований и новые концепции интерпретации результатов исследований.

НЕФТЕГАЗПРОДУКТИВНОСТЬ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Е.П. Федорова

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

Комплексирование геофизических методов, внедрение в практику геолого-геофизических исследований нефтегазовых месторождений новых методов интерпретации, например, таких, как определение нефтепродуктивности коллекторов по сейсмическим спектрально-временным параметрам, оценка напряженно-деформированного состояния структур с использованием формы структуры или её тектоно-динамических характеристик и др. увеличивает эффективность исследований и повышает информативность геофизических работ на различных стадиях геолого-геофизических исследований месторождений.

На стадии регионального изучения нефтегазоносных территорий геофизические работы являются ведущими и направлены на изучение всего разреза платформенного чехла или осадочной толщи, включая и глубокие горизонты. Применению геофизических методов при поиске геологических объектов благоприятствует дифференциация пород осадочной толщи и складчатого основания по физическим свойствам, наличие опорных геофизических границ в осадочной толще, физическая контрастность поверхности фундамента, изменение физических свойств слоёв-коллекторов от степени водо-, газо-, нефтенасыщения, отражение перспективных структур и ловушек в геофизических полях. Число опорных границ в осадочной толще может достигать 10–15 и более. Для изучения структурных условий обычно используют 2–3 границы, которые характеризуются выдержанностью по площади в горизонтальном направлении. В пределах структур нередко наблюдаются литолого-фациальные изменения пород, которые для песчаных разностей зачастую проявляются в наличии положительных форм в рельефе, являющихся следствием меньшего уплотнения песчаных пород в условиях диагенетических и катагенетических преобразований осадка. На положительных структурах зачастую отмечается уменьшение плотности пород от крыльев к своду, т.е. разуплотнение пород в сводах, усиливающееся на нефтегазоносных структурах. Уменьшение плотности может составлять от 0,05 до 0,2–0,25 г/см³. Изменчивость физических свойств пород в контуре нефтегазоносности и в перекрывающих породах приводит также к уменьшению скорости сейсмических волн на 0,3–0,5 км/с и к увеличению их поглощения. Магнитные свойства пород верхней части разреза в значительной мере зависят от окислительно-восстановительной активности среды. Под влиянием углеводородов возможно появление вторичного гематита, магнетита. Указанные процессы могут привести к увеличению магнитных свойств пород. Частичное восстановление окисных и гидроокисных форм железа до сульфидов (пирита) вызывает нередко повышенную поляризуемость в контуре залежи углеводородов, за контуром и над ней. Определённые изменения физических свойств пород происходят в пределах «ореола вторжения углеводородов» и в так называемой зоне аномально высокого пластового давления. Появление такого «ореола» сопровождается увеличением пористости глинистых пород-покрышек, уменьшением плотности, повышением битумо- и газонасыщенности, уменьшением скорости сейсмических волн, изменением (увеличением или уменьшением) электрического

сопротивления. Наибольшее разуплотнение глинистых пород характерно для сводовых частей нефтегазоносных структур.

Основные черты геологического строения залежи нефти и газа определяются: приуроченностью залежи к антиклинальным и неантиклинальным ловушкам, зонам выклинивания и тектонического экранирования; наличием в разрезе пород-коллекторов, способных вмещать промышленные скопления нефти и газа; перекрытием залежей непроницаемыми породами-покрышками; изменчивостью, тектонической нарушенностью пород разреза и другими факторами. Породы-коллекторы зачастую характеризуются отличным от вмещающих литолого-петрографическим и гранулометрическим составом пород, структурно-текстурными особенностями скелета породы, пористостью, проницаемостью и трещиноватостью, видом цементирующего вещества и механическими свойствами скелета, количеством пластовой воды в порах, её минерализацией и др. На юго-востоке Западно-Сибирской плиты среди основных типов пород-коллекторов выделяются терригенные (песчано-алевритовые – в юрских и меловых отложениях) и карбонатные (трещинные – в палеозойском фундаменте). Первые представлены песчаниками, алевритами, алевролитами, вторые – преимущественно известняками и доломитами, отложениями древних кор выветривания. Для песчано-алевритовых коллекторов характерна высокая пористость (20–30 %), проницаемость, изменяющаяся в широком диапазоне (от единиц до 10 тыс. мД и более), и высокие коэффициенты нефтегазонасыщенности (до 0,5–0,7 и более). Цемент в нефтегазонасыщенных коллекторах преимущественно глинистый и карбонатный. Карбонатные коллекторы имеют меньшие значения пористости (от 3–5 % до 10–15 %) и проницаемости. Для пород продуктивных горизонтов характерна литолого-фациальная изменчивость отложений в пределах локальных структур. Так, терригенные породы, как правило, становятся грубее, песчаннее по направлению от крыльев к своду структуры, в карбонатном разрезе в сводах представлены преимущественно известняки, а на крыльях – доломиты.

Над залежью углеводородов выявляются остаточные отрицательные аномалии гравитационного поля интенсивностью 0,2–0,3 мГал. По некоторым оценкам для получения ощутимого гравитационного эффекта от залежей (0,15–0,3 мГал), расположенных на глубинах 1500–2000 м, залежь углеводородов должна иметь суммарную мощность до 100–150 м при заполнении нефтью и более 30 м при заполнении газом. Для месторождений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Калиновое, Герасимовское, Нижне-Табаганское, Останинское и др.) величина гравитационного эффекта от залежей углеводородов составляет порядка 0,2–0,3 мГал. Вероятно, величина гравитационного эффекта значительна в условиях существенно невысокой мощности собственно залежей углеводородов по причине наличия обширных «ореолов вторжения углеводородов», увеличивающих аномальный эффект от залежи углеводородов.

Отражение залежи углеводородов в магнитном поле довольно сложное. На месторождениях Удмуртии, например, доказано, что аномальные эффекты от структур (Ижевской, Гремихинской и др.) положительного знака и имеют интенсивность до 10–15 нТл. Параметры таких структур: длина 4–5 км, ширина – 2–3 км, амплитуда 30–50 м. Аномальные эффекты подтверждаются расчётами, проведенными на моделях продуктивных структур. На всех обследованных нефтегазоносных структурах этой территории с известными контурами нефтегазоносности исследователями зафиксированы локальные понижения интенсивности магнитного поля над залежами: 5–10 нТл – на Ижевской, 4–7 нТл – на Юськинской, 3–10 нТл – на Гремихинской. Однако такие аномалии могут быть замечены только в условиях ограниченного влияния поверхностных геологических неоднородностей при тщательном анализе морфологии магнитного поля. Появление магнитных аномалий над залежами углеводородов может быть связано с изменением петрофизической обстановки в области вторжения углеводородов.

Удельное электрическое сопротивление нефтегазоносных пластов превосходит сопротивление водоносных пластов в 10 и более раз, причем, удельное электрическое сопротивление в газовых залежах несколько выше, чем в нефтяных. Это обуславливает положительные аномалии кажущегося удельного электрического сопротивления, на десятки процентов превышающие уровень сопротивления законтурной области. На непродуктивных площадях удельное электрическое сопротивление мало изменяется от крыльев к своду структур. Аномалии поляризуемости над залежами нефти и газа, выделяемые с помощью ВЭЗ-ВП (материалы ОАО «Томскнефтегазгеология»), на месторождениях юго-востока Западно-Сибирской плиты достигают 4 – 7 %, при фоновых значениях 1 – 2 %, более интенсивные из них отвечают нефтяным залежам.

Упругие и поглощающие свойства нефти и газа и пород в ореолах вторжения углеводородов и субвертикальных кольцевых зонах по периферии залежей углеводородов приводят к появлению аномалий в сейсмическом волновом поле. Наиболее частые эффекты в контурах нефтегазоносности для месторождений юго-востока Западно-Сибирской плиты – уменьшение амплитуд волн при прохождении через залежь (в 2–5 раз и более), уменьшение эффективных скоростей преобладающей частоты, ухудшение качества сейсмической записи и некоторые другие особенности. Поглощение энергии упругих волн в области залежей возрастает в 10 раз и более, что ведет к дисперсии скоростей, то есть их зависимости от частоты. Для опознания залежей в волновом поле могут быть использованы также и другие признаки, такие, как увеличение скорости упругих волн в запечатывающем слое и законтурном периферическом пространстве, уменьшение скорости в области «ореола вторжения углеводородов» и в зонах разуплотнения пород в сводах структур, изменение скорости волн и их поглощение на участках напряженного состояния структур. В меньшей степени изучены особенности и природа радиогеохимических аномалий над нефтегазовыми залежами. Интенсивность наблюдаемых аномалий β -излучений в 3–5 раз превышает фоновые значения радиоактивности. Ввиду незначительной дальности β -излучений (небольшой глубине β -съемки) можно предполагать аномальную геохимическую ситуацию над залежью, которая возникает под влиянием углеводородов на горные породы в пределах ореола их вторжения.

Оконтуривание нефтегазоперспективных объектов по результатам геофизических исследований даже на первый взгляд при наличии явных признаков их аномального проявления – непростая задача. Основной метод исследований – сейсморазведка МОГТ в комплексе со структурным бурением и данными ГИС. При наличии устойчивых двух-трех отражающих горизонтов и пологих углов наклона границ сейсморазведка позволяет решить первоочередную задачу – выявить антиклинальные поднятия, установить тип песчаных фаций. Сейсморазведкой уверенно выделяются структуры с амплитудой не меньше примерно $0,1-0,2 \lambda$, где λ – длина волны. Магниторазведка позволяет изучать строение и состав поверхности фундамента, выявлять его поднятия, картировать разрывные и пликтивные нарушения, которые проявляются в фундаменте и осадочной толще, обнаруживать структуры и ловушки нефти и газа различных типов в слабомагнитной осадочной толще. Гравиразведка находит применение при выявлении

так называемых «сквозных структур», при оконтуривании нефтегазоперспективных территорий и нефтегазонасыщенных зон, правомерность выделения которых возрастает, если их наличие подтверждается в полях сейсмических параметров интенсивным поглощением сейсмических сигналов, присутствием скоростных аномалий. Наличие скоростных аномалий по перекрывающим залежи углеводородов отложениям характеристического типа, относительных отрицательных в контуре нефтегазоносности, достаточно интенсивных, порядка 250–300 м/с отмечается практически на всех известных на юго-востоке Западно-Сибирской плиты месторождениях – на Калиновом, Нижне-Табганском, Герасимовском, Урманском, Тамбаевском, Мыльджинском, Лонтын-Яхском, Крапивинском, Западно-Моисеевском, Западно-Катыльгинском, Первомайском, Алёнкинском, Лесном, Вахском, Ининском, Юрьевском, Охтеурском, Останинском, Мохсиковском, Лесном. Применение геофизических методов на различных этапах поисков, разведки, оконтуривания и разработки залежей углеводородов, показывает, что использование комплексного подхода к анализу геолого-геофизической информации, тщательный анализ петрофизических причин проявления нефтегазоносных объектов в геофизических полях позволяет существенно увеличить круг решаемых задач геофизическими методами на нефтегазовых месторождениях, повысить уровень требований к устойчивости и эффективности прогнозных решений.

РАСТВОРИМОСТЬ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА В БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЯХ НЕФТИ

Д.А. Халикова¹, Е.Е. Барская²

Научный руководитель научный сотрудник Ю.М. Ганеева²

¹Казанский государственный технологический университет имени С.М. Кирова,
г. Казань, Россия

²Институт органической и физической химии имени А.Е. Арбузова КазНЦ РАН,
г. Казань, Россия

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании и призабойной зоне пласта снижает дебиты скважин и нарушает их нормальную работу, увеличивает эксплуатационные расходы. В настоящее время исследователи уделяют особое внимание подбору растворителей АСПО на основе прямогонных нефтяных фракций. Эффективность действия этих фракций зависит от их состава, а также от состава и свойств отложений, которые необходимо удалить.

Ранее установлено, что с ростом температуры выкипания прямогонных нефтяных фракций эффективность растворения АСПО снижается [1]. Также известно, что в качестве основы для приготовления удалителей-растворителей АСПО наиболее предпочтительны фракции углеводородов с пределами выкипания 80–200 °С [2].

Целью проведенного исследования являлось изучение растворимости образцов АСПО различного состава в узких бензиновых фракциях, полученных путем перегонки нефти из этих же скважин.



Рис. 1. Зависимость растворяющей способности узких бензиновых фракций по отношению к АСПО 2-х видов от температуры конца кипения фракции;

1 – АСПО с большей глубины

2 – АСПО с меньшей глубины

– по количеству АСПО, оставшемуся на фильтре после фильтрования раствора. Эффективность растворителя определялась как сумма этих двух составляющих.

Результаты исследования показали, что исследуемые АСПО содержат кристаллическую фазу, образец 1 – 24,5 % мас., образец 2 – 50,1 % мас. Сравнительный анализ состава образцов показал, что АСПО 1, который представляет собой мягкий продукт, содержит больше легко летучих фракций и воды, больше смол и масел, меньше парафинов и асфальтенов по сравнению с АСПО 2. Установлено, что с увеличением глубины отложения в составе АСПО увеличивается доля тугоплавких углеводородов, общее содержание кристаллической фазы и температуры кристаллизации уменьшаются, что свидетельствуют о более высокой растворяющей способности окружающей (дисперсионной) среды в АСПО по отношению к тугоплавким углеводородам.

Объектами исследования были взяты образцы АСПО, выпавшие на различных глубинах скважинных труб Оренбургского НГКМ – 1800 м и 60 м – образцы 1 и 2 соответственно. В качестве растворителей были выбраны бензиновые фракции с интервалом отгонки 60–95 °С, 95–122 °С, 122–150 °С и 150–200 °С.

Образцы АСПО изучены с помощью методов термического анализа, калориметрии. Определен компонентный состав АСПО. Проведен сравнительный анализ результатов исследования.

Для оценки эффективности растворителя по удалению АСПО использовали метод «корзинок» с размером отверстий сетки 1,5 мм и определением изменения массы образца в результате его растворения и диспергирования в определенном объеме растворителя. Эксперимент проводили в статических условиях при температуре 30 °С, время контакта составило 3 часа. Растворяющая способность оценивалась по количеству АСПО, перешедшему в раствор, в % массовых к навеске, диспергирующая способность

На рис. 1, 2 представлены зависимости диспергирующей и растворяющей способностей узких бензиновых фракций по отношению к АСПО двух видов от температуры конца кипения фракции.

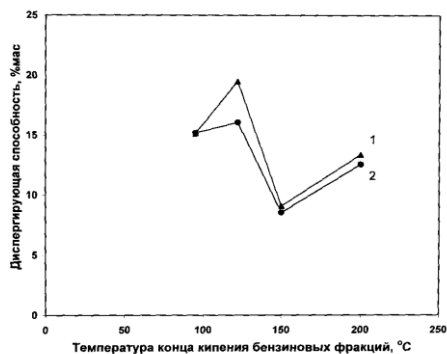


Рис. 2. Зависимость диспергирующей способности узких бензиновых фракций по отношению к АСПО 2-х видов от температуры конца кипения фракции; 1 – АСПО с большей глубины, 2 – АСПО с меньшей глубины

Сравнительный анализ зависимостей растворяющей и диспергирующей способностей бензиновых фракций для двух образцов АСПО показал, что фракции 60 – 95 °С и 95 – 122 °С являются эффективными растворителями, а эффективность фракции 122 – 150 °С и 150–200 °С ниже. Для образца 1 с большей глубины наибольшей растворяющей способностью обладает фракция 90 – 122 °С.

Отметим, что для образца 2 фракции от 60 до 150 °С сравнимы по своему действию: довольно хорошо растворяют и разрушают АСПО. А растворяющая способность фракции 150 – 200 °С резко падает.

Для обоих видов АСПО самая низкая диспергирующая способность отмечена у фракции 122 – 150 °С.

Установлено, что эффективность действия всех прямогонных нефтяных фракций выше для образца № 1 АСПО с большей глубины. Отметим, что диспергирующая способность анализируемых нефтяных фракций невысокая и практически не зависит от состава АСПО. Скорее всего, данное явление связано с тем, что бензиновые фракции нефти не содержат полярных компонентов, ответственных за диспергирующие свойства

растворителя, а именно за способность растворителя разрушать АСПО на более мелкие фрагменты.

Высокие значения растворяющей способности анализируемых фракций (способности растворителя образовывать с компонентами истинный раствор), возможно, связаны с тем, что АСПО и нефти, из которых получены фракции, были отобраны из одной скважины.

Очевидные различия эффективности прямогонных нефтяных фракций связаны с различным составом АСПО, отобранных с разных глубин [3].

Литература

1. Аюпов А.Г., Шарифуллин А.В., Козин В.Г. Эффективность действия прямогонных нефтяных фракций по удалению асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство, 2001. – № 4. – С. 46–47.
2. Исламов М.К. Разработка и внедрение удалителей асфальто-смолистых и парафиновых отложений на нефтяном оборудовании: Автореферат. Дис. ... канд. техн. Наук. – Уфа, 2005г. – 24 с.
3. Юсупова Т.Н., Шулаева Р.В., Ганеева Ю.М., Фосс Т.Р., Барская Е.Е., Халикова Д.А., Романов Г.В. Исследование состава твердых парафинов в нефтях и АСПО Оренбургского месторождения // Актуальные проблемы нефтехимии: Тезисы II Российской конференции. – Уфа, 2005. – с. 165.

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРАВДИНСКОГО (СУРГУТСКИЙ СВОД) И ТУЙМАЗИНСКОГО (ЮЖНО-ТАТАРСКИЙ СВОД) НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Харитонова

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

Целью данной работы является сравнительный анализ информации по геологическому строению двух месторождений нефти в терригенных коллекторах различных нефтегазоносных провинций России. Для анализа выбраны два месторождения – Правдинское, типичное для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Туймазинское, типичное для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Правдинское – одно из первых нефтяных месторождений Тюменской области, разрабатывается с 1964 г.

В тектоническом отношении объект приурочен к Сургутскому своду – структуре первого порядка, осложненной рядом структур второго порядка (Янгунское, Чернореченское куполовидные поднятия, Пойкинский и Пимский валы). Правдинское месторождение расположено в северо-восточном фланге Пойкинского вала и представлено крупной брахиантиклинальной, меридиональной складкой [1].

Туймазинское месторождение разрабатывается с 1934 г., расположено на восточном склоне Южного купола Татарского свода, приурочено к антиклинали (40 x 20 км) с небольшими углами падения крыльев [3].

Нефтеносность Правдинского месторождения определяют отложения тюменской (пласт ЮС₂), баженовской (пласт ЮС₀) свит, ачимовской толщи – валанжинский ярус (пласты БС₁₆₋₁₇, БС₁₈, БС₁₉₋₂₀, ЮС₂₁₋₂₂). Промышленная нефтеносность определяется пластами БС₈ и БС₉ валанжинского яруса. На небольшой площади в купольной части структуры нефтенасыщенными являются пласты АС₉, АС₁₀ и АС₁₁ [1], [4].

Коллекторами являются тонкоплитчатые битуминозные аргиллиты, песчаники светло-серые и коричневатосерые, средней крепости, мелко-, средне-, тонкозернистые. По составу терригенные отложения полимиктовые аркозовые, алевролитистые, слюдястые с включениями обуглившегося растительного детрита. Мощность песчаных пластов от 0 до 34 м, а мощность разделяющих их глинистых пачек от 2 до 30 м [1].

На Туймазинском месторождении промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями D₂₋₃ и бобринского горизонта С₁, известняками фаменского D₃ и турнейского С₁ ярусов. Основные запасы нефти сосредоточены в терригенных коллекторах девонского возраста [3].

Таблица 1

Основные параметры, характеризующие терригенные коллекторы Правдинского и Туймазинского месторождений (составлено с использованием данных [2], [3], [4])

| Показатели | Правдинское месторождение | Туймазинское месторождение |
|---|---------------------------|-----------------------------------|
| Возраст коллекторов | Т, J, К | С ₁ , D ₂₋₃ |
| Глубина залегания | 2320–2430 | 1100–1680 |
| Тип залежи | Пластово-сводовая | Сводовый |
| Тип коллектора | Песчаник | Песчаник |
| Нефтенасыщенная толщина пласта, м | 3,5–8,1 | 2–9,9 |
| Пористость, % | 14–22 | 10–22,5 |
| Проницаемость, мд | 17–106 | 24–676 |
| Коэффициент песчанности, доли ед. | 0,52–0,77 | 0,82–0,94 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 21–24 | 12,5–18,1 |
| Начальная пластовая температура нефти, °С | 76–82 | 18–30 |

Исследованиями физико-химических свойств пластовой нефти Правдинского месторождения установлены следующие основные параметры: плотность 0,755–0,838 т/м³, газосодержание при однократном разгазировании 30,6–90,6 м³/т, динамическая вязкость 1,35–3,24 мПа*с. По товарной характеристике нефть смолистая, содержания серы 0,8–1,5 %, парафинов 3,6–4,5 %. Смесь газов представлена: N – 0,77 %, CH₄ – 73 %, C₂H₆ – 7,3 %, C₃H₈ – 3,1 % [1], [4].

Воды продуктивных пластов Правдинского месторождения относятся к хлоркальциевому типу, обладают плотностью от 1007 до 1010 кг/м³ и минерализацией от 10,5 до 16,3 г/л. Концентрация ионов Са и Mg в водах всех продуктивных пластов изменяется от 1,08 до 4,1 моль/м³. Основными микрокомпонентами пластовых вод являются йод (14,1–25,0 мг/л) и бром (40,2–50,6 мг/л); водорастворимый газ на 88 – 90 % состоит из метана. Содержание азота не

превышает 2,2–4,3 %, вязкость вод в пластовых условиях вниз по разрезу снижается, составляя для вод пласта АС₁₀₋₁₁ 0,37 мПа*с, для вод группы Б – 0,36 мПа*с [4].

С 1974 г. разработка Правдинского месторождения ведётся заводнением. В качестве вытесняющего агента использовались воды сеноманского горизонта, а в последующем и сточные воды. Обводненность более 70 %. Количество добытой заводнением нефти в 1,6 раза меньше объема закаченной воды. Заводнение привело к подъёму емной поверхности на площади месторождения со средней скоростью 2,2 мм/год.

Для нефти Туймазинского месторождения свойственна плотность 0,849–0,904 т/м³. Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях 2,3–14,2 мПа*с, поверхностных соответственно 10–106 мПа*с. Нефть смолистая (6,6–17,2 %) и сернистая (1,1–3,7 %) [3].

Таблица 2

Физико-химические свойства пластовых нефтей Правдинского и Туймазинского месторождений (составлено с использованием данных [1],[2], [3], [4])

| Параметры | Правдинское месторождение | Туймазинское месторождение |
|---------------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Плотность при 20°С, кг/м ³ | 841–890 | 849–904 |
| Вязкость в пластовых условиях, мПа*с | 1,35–3,24 | 2,3–14,2 |
| Газовый фактор, м ³ /т | 26–84 | 21–64 |
| Давление насыщения, Мпа | 7,2–11,1 | 5,2–9,6 |
| Содержание серы, % | 0,8–1,5 | 1,1–3,7 |
| Содержание парафинов, % | 3,6–4,5 | 2,9–5,4 |
| Содержание смол, % | – | 6,6–17,2 |

Пластовые воды продуктивных горизонтов Туймазинского месторождения также относятся к хлоркальциевому типу, однако их общая минерализация существенно выше и достигает 250 г/л. Соли представлены хлоридами; содержание хлорида натрия составляет 62–65 %. Попутными микрокомпонентами являются (г/л): калий (до 1,5), иод (4,0), аммоний (160), барий (100), стронций (0,1–0,5) и бром (1,2 г/л) [3].

На Туймазинском месторождении с 1948 г. для увеличения нефтеотдачи впервые на объектах России успешно применяется технология заводнения [1].

Таблица 3

Свойства пластовых вод Правдинского и Туймазинского месторождений (составлено с использованием данных [2], [3])

| Параметры | Правдинское месторождение | Туймазинское месторождение |
|-----------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Плотность, кг/м ³ | 1007–1010 | 1170–1190 |
| Вязкость, мПа*с | 0,36–0,37 | 1,3 |
| Общая минерализация, г/л | 10,5–16,3 | 250–285 |
| Газосодержание, м ³ /т | Нет данных | 3,25 |
| Содержание хлора, мг/л | Нет данных | 155–175 |
| Содержание кальция, мг/л | 1,08–4,1 | 13,5–27,4 |
| Содержание брома, мг/л | 40,42–50,6 | 1200 |
| Содержание йода, мг/л | 14,1–25,0 | 4 |

Проведенный сравнительный анализ информации, характеризующей геологию и нефтеносность Правдинского и Туймазинского месторождений позволяет сделать следующие выводы:

1. Коллекторами нефти объектов сравнения служат терригенные отложения, свойственные всем месторождениям углеводородов Западно-Сибирской (J,K) и Волго-Уральской (D,C) нефтегазоносных провинций. Коллекторы Туймазинского месторождения отличаются более высоким коэффициентом песчаности.

2. По морфологическим характеристикам нефтяные залежи являются пластовыми сводовыми;

3. Физико-химические параметры нефти исследуемых объектов близки, однако вязкость и сернистость нефти Туймазинского месторождения относительно выше;

4. Воды продуктивных пластов обоих месторождений относятся к хлоркальциевому типу, однако общая минерализация пластовых вод Правдинского месторождения на порядок ниже. В качестве основного метода увеличения нефтеотдачи на обоих объектах является заводнение.

Черты сходства и признаки различия терригенных коллекторов Правдинского и Туймазинского месторождений позволяют использовать опыт изучения и разработки (заводнение, комплекс геофизических методов) объектов для оптимизации процессов нефтедобычи на объектах Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций.

Литература

1. Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторов В.Д. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – М.: ВНИОЭНГ, 1996. – Т. 1. – 280 с.
2. Адушкин В.В., Турунтаев С.Б. Техногенные процессы в земной коре. – М.: ИНЭК, 2005. – 250 с.
3. Баймухаметов К.С. и др. Геологическое строение и разработка Туймазинского месторождения. – Уфа: Китап, 1993. – 280 с.
4. Дюнин В.И., Корзин А.В. Гидродинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТОВ Ю₁¹ и Ю₁² НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «СНЕЖНОЕ»

А.Ю. Хромовских

**Научный руководитель научный сотрудник Г.М. Волощук
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Снежное месторождение расположено в западной части Томской области.

В современном тектоническом плане месторождение расположено в пределах крупного структурного носа, осложняющего северо-западную часть Парабельского мегавала.

Нефтегазоносность месторождения связана с пластами Ю₁¹ и Ю₁² наунакской свиты верхней юры.

Разрез наунакской свиты представлен терригенными отложениями континентального генезиса. Условно его можно разделить на три пачки – Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁺⁴, каждая из которых представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Границы между пачками проводятся довольно уверенно.

Корреляция песчаных тел, формировавшихся в континентальных условиях, в пределах пачки возможна с определенной долей условности, и поэтому все песчаные пропластки в пределах пачек объединены в пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁺⁴. Коллекторами являются песчаники, в основном, полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые, с незначительными прослоями среднезернистых разностей, крепко сцементированные, в различной степени известковистые и сильно глинистые. Анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов показывает на незначительные вариации пористости в пределах разностей коллекторов при общем их низком значении (13–16 %), проницаемость коллекторов составляет 0,5–10 мкм²·х10⁻³. По фильтрационно-емкостным свойствам коллекторы данного типа относятся к слабопроницаемым.

Более детально рассмотрен характер распространения по площади и по разрезу коллекторов продуктивных пластов Ю₁¹, Ю₁², для чего использовалась имеющаяся геологическая информация по поисково-разведочным скважинам 131, 132, 133, 134.

Песчано-глинистые пачки Ю₁¹, Ю₁² отделяются друг от друга пластом угля толщиной 1–3 м, получившим распространение по всей площади месторождения.

Пачка Ю₁² представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина пачки в северной части месторождения (скв. 134) составляет 23 м и постепенно увеличивается в южном направлении до 42 м (скв. 132). Коллекторами пласта Ю₁² являются мелко- и среднезернистые песчаники, получившие основное распространение в центральной части месторождения. В разрезе скважин 131 и 133, пробуренных в сводовой части Снежной структуры, пласт состоит из шести песчаных пропластков, эффективная толщина которых изменяется от 0,2 до 5,6 метров. Суммарная эффективная толщина всех пропластков пласта Ю₁² в скв.131 и 133 соответственно составляют 8,8 и 9,2 метров. В скв. 132 и 134, расположенных на южном и северном крыльях структуры, эффективная толщина пласта составляет соответственно 2,8 и 2,0 метров. В разрезе этих скважин пласт неоднороден и состоит из 2–3 песчаных пропластков.

Имеющаяся информация о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов пласта Ю₁² не позволяет выявить определенные закономерности в их изменении по площади. Коллекторы с повышенными значениями пористости пласта Ю₁² имеют место как в сводовой части структуры (скв. 131 – 15,8 %), так и на крыльях (скв. 132 – 15,0 %). Отсутствует также какая-либо связь между эффективной толщиной пласта и его средним значением пористости. Так в скважинах 131 и 133, имеющих близкую по значениям эффективную толщину (8,8 и 9,2 метров), отмечается разное среднее значение пористости – 15,8 % и 13,2 %. При сравнении коллекторских свойств отдельных песчаных пропластков пласта Ю₁² также невозможно установить какие-либо закономерности. Так, например, в разрезе скважины 131 песчаные пропластки одинаковой толщины 1,4 м имеют пористость 14,2 % и 17,8 %, а пропластки толщиной 1,2 м и 2,4 м имеют пористость соответственно 18,7 % и 14,7 %.

Пачка Ю₁¹ представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, и толщина ее также неодинакова по территории месторождения. В южной части она составляет 6 м (скв. 132) и постепенно увеличивается в северном направлении до 13 м (скв. 134). Коллекторами являются мелкозернистые песчаники, получившие распространение только в сводовой части структуры (скв. 131, 133). В крыльевых зонах (скв. 132, 134) коллекторы отсутствуют. Эффективная толщина коллекторов пласта Ю₁¹ изменяется от 3 м в скв. 131, где они представлены одним пропластком, до 6,6 м в скв. 133, в разрезе которой выделяется три песчаных пропластка.

На первый взгляд имеющаяся информация позволяет сделать вывод, что для распространения коллекторов по площади как нефтенасыщенного пласта Ю₁², так и газонасыщенного пласта Ю₁¹ существует общая закономерность, а именно: повышенное значение их эффективной толщины приурочено к центральной части Снежного месторождения или сводовой зоне антиклинального поднятия. Минимальное значение эффективной толщины пласта Ю₁² или полное её отсутствие в пласте Ю₁¹ имеет место в погруженных крыльевых зонах структуры.

Однако делать вывод, что основную роль при формировании отложений пластов Ю₁¹ и Ю₁² играл структурный фактор, было бы преждевременным в связи с ограниченным количеством пробуренных скважин (две на своде, две на крыльях) и при расположении их в плане на одной линии.

В то же время детальный анализ текстурных и структурных характеристик коллекторов по керну и отсутствие каких либо закономерностей изменения коллекторских свойств по разрезу и по площади указывают, что вероятнее всего формирование этих пластов происходило в условиях палеодельты.

Сделанные выводы необходимо учесть на стадии пробной эксплуатации Снежного месторождения.

ВЛИЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ НА ХАРАКТЕР ЭПИГЕНЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ДОЛОМИТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СЮКЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БИТУМОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

И.А. Хузин, Э.А. Королев

Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова – Ленина, г. Казань, Россия

Сюкеевское месторождение битумов расположено на территории Камско-Устьинского района в западной части Республики Татарстан. В географическом отношении оно находится в пределах Приволжской возвышенности на правом берегу реки Волги, чуть ниже устья впадающей в нее реки Камы.

Сюкеевское битумное месторождение приурочено к одноименной Сюкеевской брахиантиклинали, осложняющей восточную оконечность Улеминского вала. Как положительная структура, она прослеживается по кровле практически всех основных стратиграфических подразделений, начиная с верхнего девона.

Битумы месторождения локализованы в отложениях казанского яруса верхнего отдела пермской системы. В пределах Сюкеевской структуры казанский ярус представлен чередующимися между собой слоями доломитов, доломитовых мергелей и гипсов мощностью от 1,0 м до 15,0 м. Месторождение состоит из двух относительно крупных залежей битума, приуроченных к доломитовым слоям верхней части казанского яруса. Покрышками битумных залежей служат перекрывающие их слои гипса [1], [2].

В настоящее время часть восточного крыла Сюкеевской брахиантиклинальной структуры размыта водами реки Волги. В результате этого в стенках образовавшихся обнажений вскрылись битуминозные доломитовые слои, предположительно относящиеся к верхней битумной залежи. Локализация углеводородов в седиментационно-диагенетических хомогенных доломитах явление достаточно редкое, поскольку эти породы в силу своей изначально слабой пористости и практически нулевой проницаемости не могут являться коллекторами. В связи с этим изучение особенностей внедрения углеводородсодержащих флюидов и их участие в преобразование вмещающих пород представляет собой актуальную задачу.

Исследование битуминозных доломитов показало, что в них проявляются все классические преобразования карбонатных пород, связанные с внедрением углеводородсодержащих водных флюидов и последующим окислением углеводородов. С этапом внедрения углеводородов, прежде всего, связано приобретение неясно-слоистым биогенно-микритовым доломитом четкой пятнисто-полосчатой текстуры, подчеркивающей литологическую микро-неоднородность доломитового слоя. В зависимости от того, насколько интенсивно шел диффузионно-фильтрационный массоперенос углеводородов в пределах доломитового слоя текстура породы варьирует по соотношению неизменных и битуминозных участков. В одних случаях пятнисто-полосчатая текстура может быть обусловлена наличием в темно-коричневом битуминозном доломите светло-серых неизменных участков породы в виде различных по мощности и размерам слоев и пятнистых обособлений, в других – присутствием в светло-сером доломите темно-коричневых битуминозных прослоек. В пределах битуминозных участков наблюдается развитие сообщающихся, изометричных и вытянутых по напластованию каверн, средний размер которых составляет от 0,2 мм до 1,5 мм. Сообщение между кавернами осуществляется по системам субгоризонтальных и субвертикальных трещин раскрытостью до 0,05 мм. Все пустотно-емкостное пространство в битуминозных участках породы выполнено окисленными углеводородами.

Подобные преобразования доломитов обусловлены избирательным внедрением в них агрессивных водных растворов с эмульгированными углеводородами, поступающих из нижележащей битуминозной залежи. Просачиваясь через мелкопористую структуру биогенно-микритовых доломитов, водный раствор, насыщенный органическими кислотами, частично выщелачивал породу на путях фильтрации, образуя каверны, и отлагал углеводороды.

С этапом гипергенного окисления углеводородов связаны в основном структурно-минералогические преобразования доломитовых пород. Одним из проявлений этого процесса является перекристаллизация доломитовых зерен. Так, сопоставление средних размеров областей когерентного рассеяния (ОКР) доломитовых кристаллов, слагающих битуминозные участки, с доломитами неизменной породы показало, что первые имеют несколько большие значения размеров ОКР по сравнению со вторыми – 39,6 нм и 36,4 нм соответственно. Перекристаллизации подвергаются и гипсовые включения в доломитах. Отмечено, что в битуминозных участках тонкозернистый гипс (алебастр) раскристаллизован в более крупные (до 2,0 мм) прозрачные кристаллы марьиного стекла. Часто в битуминозных доломитах можно наблюдать гипсовые линзочки, полностью сложенные пластинчатыми кристаллами марьиного стекла. В наиболее темных битумонасыщенных участках породы, указывающих на сильную степень окисления углеводородов, гипсовые кристаллы замещаются вторичным по отношению к ним кальцитом. Подобная реакция замещения, как правило, происходит в результате сложного взаимодействия сульфатных минералов с углеводородами при участии сульфатредуцирующих бактерий



Конечными продуктами данной реакции являются кальцит и сероводород. Последний в силу высокой реакционной способности при наличии свободного железа связывается в пирит (FeS_2). Поэтому по периферии некоторых гипсовых линзочек и гнезд отмечается тонкая вкрапленность пиритовых кристаллов.

Таким образом, как показывают полученные результаты, все эпигенетические структурно-текстурные и минеральные преобразования, наблюдаемые в пределах битуминозного доломита, так или иначе связаны с внедрением и последующим развитием водонефтяных флюидов.

Литература

1. Миропольский Л.М. Характеристика минерального комплекса и основных геохимических процессов в пермских отложениях у с. Сюкеево в Татарской Республике // Уч. записки Казанского гос. ун-та, 1936. – Т. 95. – кн. 3. – 4. – вып. 5–6. – С. 3.

2. Троепольский В.И., Гордеев Е.В. История изучения, современное состояние и перспективы Сюкеевского месторождения битуминозных пород как объекта возможной комплексной разработки для использования в народном хозяйстве. – Казань: Изд-во КГУ, 1990. – 155 с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАЛЕОГЕОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ МЕЖСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ, ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ЮЖНОЙ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЗОН ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

В.О. Юрков

Научный руководитель ассистент А.В. Ковалева
*Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины, г. Гомель,
Республика Беларусь*

В настоящее время палеогеотермические исследования широко используются для выяснения многих геолого-генетических проблем, а также для решения практических вопросов, непосредственно относящихся к выявлению различных полезных ископаемых и, прежде всего, энергетического минерального сырья – нефти и газа.

Температура является ведущим фактором многих геолого-геохимических процессов. Она существенно влияет на процессы растворения солей, анионно-катионного обмена, диффузии, в результате чего меняется плотность, вязкость, растворяющая способность подземных вод. Определяющая роль температуры заключается в преобразовании органического вещества осадочных толщ и формировании залежей нефти. Изменение геотермического режима Припятского прогиба имеет весьма важное значение, так как отражает динамику подземных вод и является фактором, как образования, так и сохранения газонефтяной залежи [3].

Предметом исследования данной работы являются палеотемпературы межсолевого комплекса северной, центральной и южной тектонических зон Припятского прогиба.

Объект исследования – территория Припятского прогиба.

Припятская впадина расположена в пределах Русской плиты Восточно-европейской платформы и является частью Сарматско-Туранского линеамента.

Кристаллический фундамент Припятской впадины залегает на глубинах от 0,3 до 5–6 км и сложен биотитовыми гнейсами, гранитогнейсами, амфиболитами, кристаллическими сланцами, гранитами архея, нижнего и среднего протерозоя.

На фундаменте залегает мощная толща осадочных пород, представленная верхнепротерозойскими (докембрийскими), девонскими, каменноугольными, пермскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями. [4]. По степени напряженности температурного поля в особенности его изменения по площади и разрезу, а также по тектоническому районированию в Припятском прогибе выделяется три геотемпературные и тектонические зоны: северная, центральная и южная. Выделение этих зон, присущие им особенности и отличие в строении, характера размещения разломов, эрозионных и других явлений объясняются, прежде всего, структурой и природой рифтового грабена.

Исследуемый межсолевой комплекс широко распространён в центральных и восточных частях Припятского прогиба, а его стратиграфические аналоги – на западе и крайнем северо-востоке. В стратиграфическом отношении межсолевой комплекс соответствует большей части задонского и елецкого горизонтов фаменского яруса верхнего девона. Его мощность колеблется в пределах от 37–47 м до 564–877 м. На сводах целого ряда локальных структур межсолевые отложения отсутствуют [4].

В целом для исследуемой области характерна тесная связь между геотермической зональностью и геологическим строением. Так, наиболее тектонически-активной северной зоне свойственна повышенная напряжённость температурного поля, южной – пониженная.

Для характеристики палеогеотемпературных условий была составлена с помощью программы «Surfer» карта распределения палеотемператур межсолевых отложениях (рисунок).

Анализируя представленную карту и литературные источники [1]–[5] для Припятского прогиба, можно выявить следующие характерные особенности:

1. Наиболее значительный прогрев межсолевых и подсолевых осадочных образований Припятского прогиба имел место в позднефранское и средне-позднефаменское–раннетурнейское время.

2. Амплитуда температур колеблется от 900 до 2200 °С.

3. Данные по отражательной способности витринита из разрезов межсолевых и подсолевых отложений показывают:

Для северной тектонической зоны характерны максимумы палеотемператур, которые приурочены к тектоническим разломам, вблизи Речицко-Шатиловской ступени, а максимальная зафиксированная палеотемпература – 225 °С (Светлогорская, 1).

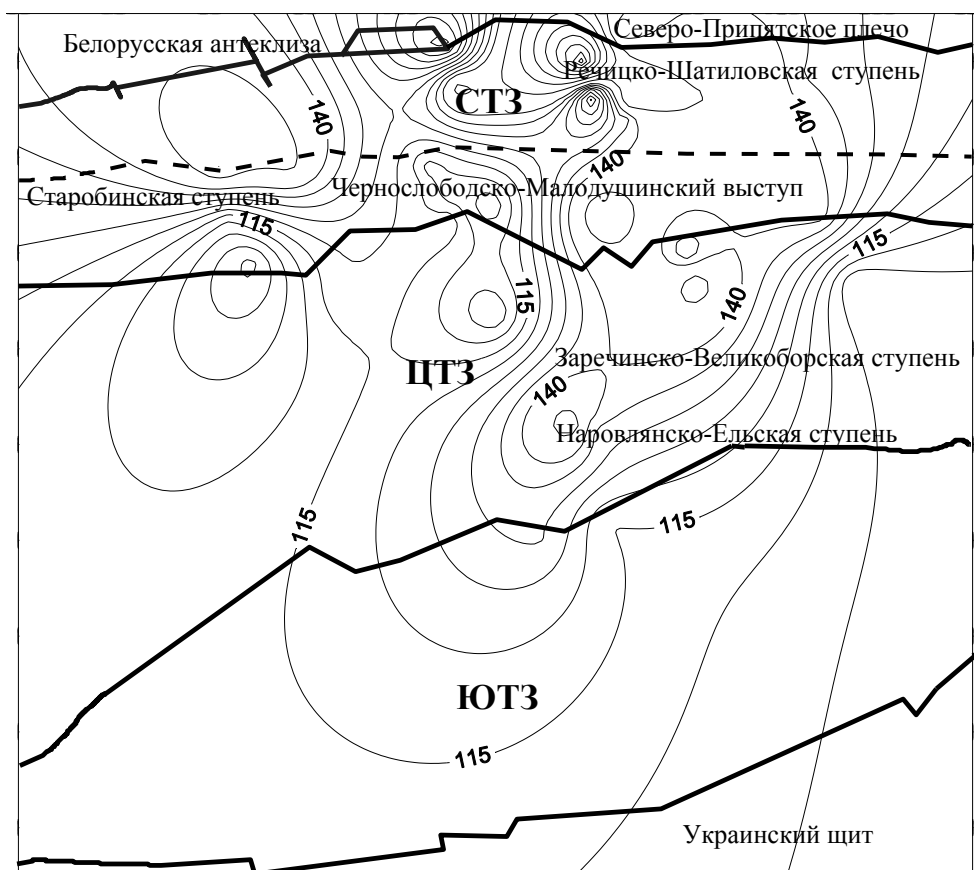


Рис. Распределение палеотемператур межсолевого комплекса Припятского прогиба

Для центральной тектонической зоны палеотемпературы становятся ниже, чем в СТЗ, их амплитуда 115–150 °С с максимумами в 160 °С (Мозырьская, 2) и 156 °С (Западно-Валавская, 24).

4. Современный геотермический режим межсолевого комплекса характеризуется относительно низкими температурами. Средняя температура кровли межсолевого комплексов составляет 48,8 °С.

5. Современные температуры северной тектонической зоны значительно выше температур центральной и южных тектонических зон, что обусловлено, по-видимому, различными условиями геолого-тектонического развития этих зон в верхнепалеозойское и мезозойское время, в частности, большей тектонической мобильностью северного глубинного разлома по сравнению с южным.

6. Тепловой поток в северной зоне (1,2–2,6 мккал/см²*сек) более, чем в 3 раза выше, чем в южной (0,5–0,7 мккал/см²*сек). Такой же закономерностью характеризуется распределение температур по поверхности кристаллического фундамента: расчетная температура в северо-восточной части впадины при глубине фундамента 5000 м достигает 125 °С (Шатиловская скв., 1–Р), тогда как в южной на этой же глубине температура фундамента составляет лишь 71 °С.

7. Участки распределения повышенных современных и палеотемператур в Припятском прогибе могут являться перспективными для поисков нефти и газа.

Литература

1. Ажгиревич Л.Ф. Катагенез и палеотермия платформенного чехла Припятского прогиба // Строение и развитие платформенного чехла Белоруссии. – Минск: Наука и техника, 1976. – С. 61–73.
2. Бескопыйный В.Н. Геотермическая зональность и размещение нефтяных месторождений в Припятском бассейне // Геология нефти и газа, 1973. – № 12. – С. 41–45.
3. Гидрогеология глубинных зон артезианских бассейнов Белоруссии // Сборник научных трудов. – Минск: БелНИГРИ, 1975.
4. Жогло В.Г. Подземные воды Припятской впадины в связи с нефтегазоносностью: Дис. ... канд. геол.-минер. наук, 1978г. – 293 с.
5. Махнач А.С., Кудельский А.В., Махнач А.А., Жогло В.Г. Перспективы нефтеносности Припятской впадины в свете палеотермических исследований // Серия геологическая, 1981. – № 1. – С. 107–119.