



УДК 553.981/982.041 (571.1)

## ПРОДУКТИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА (НГР)

В.А. Топешко, В.О. Красавчиков, С.М. Каменецкая, М.А. Левчук,  
В.А. Миткарёв, В.И. Москвин, Д.Ф. Сазоненко

**В. А. Топешко**

Описаны геологическое строение, литостратиграфия и условия формирования верхнеюрского (вогулгинская толща) и среднеюрского (тюменская свита) продуктивных комплексов Шаимского НГР. Рассмотрены вопросы корреляции продуктивных отложений, прослежены закономерности изменения коэффициента песчаности по латерали. Кратко изложена методика картографических построений, положенных в основу данного исследования. Рассмотрены перспективы нефтегазоносности верхне- и среднеюрского продуктивных комплексов Шаимского НГР.

Шаимский нефтегазоносный район – один из старейших нефтегазодобывающих районов Западной Сибири (рис. 1). Различные вопросы, касающиеся геологического строения и нефтегазоносности Шаимского и смежных районов, освещены во многих публикациях [1–6]. По новым данным, он приурочен к Приуральской мегамоноклизе и осложняющему ее Шаимскому мегавыступу [7]. Первый приток нефти получен здесь из разведочной скв. 2–Шаимской в 1959 г. Промышленная нефтеносность была подтверждена в 1960 г. при испытании скв. 3, 6, 7, 8 и 11 на Мулымьинской и Трехозерной площадях. Залежи нефти и газа в Шаимском НГР приурочены к трем продуктивным комплексам – келловей-верхнеюрскому (вогулгинской толще), среднеюрскому (тюменской свите) и доюрскому (трещиноватым породам фундамента и его коре выветривания) (рис. 2, 3).

Келловей-верхнеюрский продуктивный комплекс отложений охватывает песчано-глинистый разрез даниловской (на западе района) и абалакской (на остальной территории) свит. Глубина его залегания изменяется от 1450 до 2500 м (абсолютные отметки от –1420 до –2240 м). Максимальные толщины составляют 30...40 м. Они приурочены к Шаимскому мегавыступу и Северо-Даниловской площади. Осадки этой толщи имеют широкое распространение в пределах изученной территории и отсутствуют лишь в сводах отдельных локальных поднятий (скв. 178, 10372–Андреевские, скв. 4, 13, 18–Толумские и др.). Образования келловей-верхнеюрского комплекса залегают на породах фундамента, его коры выветривания или тюменской свиты. Представлены они морскими и прибрежно-морскими, преимущественно глинистыми породами. На склонах крупных локальных поднятий породы абалакской свиты (нижнеданиловской подсвиты) фациально замещаются алевролитопесчаными отложениями вогулгинской толщи.

При корреляции разрезов скважин в составе келловей-верхнеюрского продуктивного комплекса выделены три пачки:  $P_1$  (глинисто-глауконитовая),  $P_2$  и  $P_3$ . Пачка  $P_3$  распространена локально и целиком сложена песчаником, поэтому применительно к ней понятия пачки и пласта идентичны. В разрезах пачек  $P_1$  и  $P_2$  опесчанивание и, соответственно, выделение пластов  $P_1$  и  $P_2$  носят локальный характер.

Вогулгинская толща в наиболее полном разрезе представлена тремя пластами песчаников:  $P_1$ ,  $P_2$  и  $P_3$ . Толщина ее достигает 40 м. Пласт  $P_3$  развит лишь в пределах Шаимского мегавыступа, в каньонах на склонах останцов фундамента. Он представлен существенно кварцевыми песчаниками, хорошо отсортированными, в основном мелкозернистыми с цементом порового типа [2]. При удалении от линии выклинивания по падению крыльев структур в кварцевых песчаниках увеличивается количество глинистого цемента, они становятся менее отсортированными, ухудшается окатанность обломочных зерен.

Толщина пласта  $P_3$  по сравнению с пластами  $P_1$  и  $P_2$  вогулгинской толщи относительно невелика: от 3 м в скв. 47–Трехозерной до 11 м в скв. 288–Тетеревской. Только в одном случае – в скв. 47–Трехозерной – пласт  $P_3$  залегают на тюменской свите, во всех остальных – на коре выветривания фундамента.

Относительно возраста пласта  $P_3$  В. Г. Елисеев и И. И. Нестеров [3] пишут, что по положению в разрезе он условно принимается средне-позднекелловейским, возможно, и раннеоксфордским, так как, несмотря на многочисленные обломки раковин пелеципод, фаунистически пласт не охарактеризован.

Л. А. Глинских, Б. Л. Никитенко и Б. Н. Шурыгин [8] полагают, что пласт  $P_3$  соответствует «кадоцеросовой» трансгрессии, приходящейся на конец бата – начало келловей. Стратиграфическое положение нижней границы пласта принято этими авторами в верхах верхнего бата. Верхняя граница пласта – от низов нижнего до нижней части верхнего келловей. По их мнению, пласт  $P_3$  по стратиграфическому объему соответствует пласту  $Ю_2^0$ .

В связи со стратификацией базальных горизонтов стоит принять во внимание мнение Л. Л. Халфина,



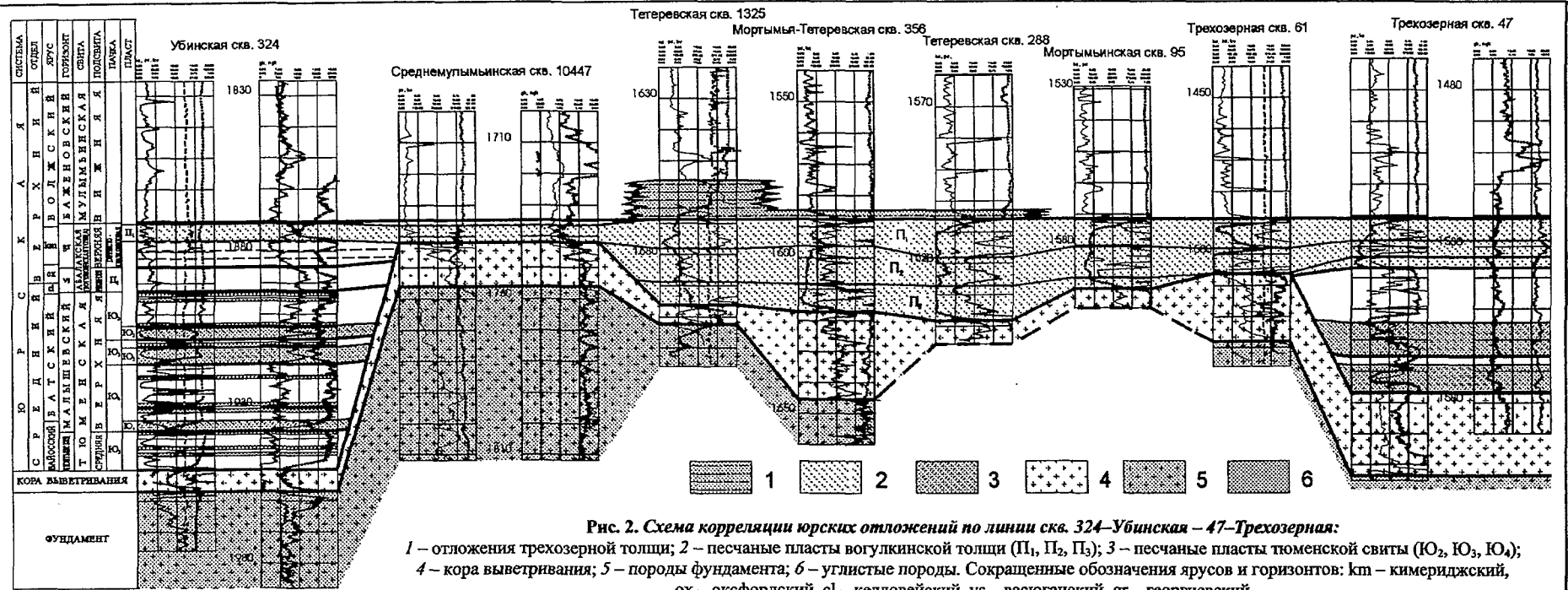


Рис. 2. Схема корреляции юрских отложений по линии скв. 324–Убинская – 47–Трехозерная:  
 1 – отложения трехозерной толщи; 2 – песчаные пласты вогулкинской толщи (П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>, П<sub>3</sub>); 3 – песчаные пласты томенской свиты (Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>);  
 4 – кора выветривания; 5 – породы фундамента; 6 – углистые породы. Сокращенные обозначения ярусов и горизонтов: km – кимериджский, ox – оксфордский, cl – келловейский, vs – васюганский, gr – георгиевский

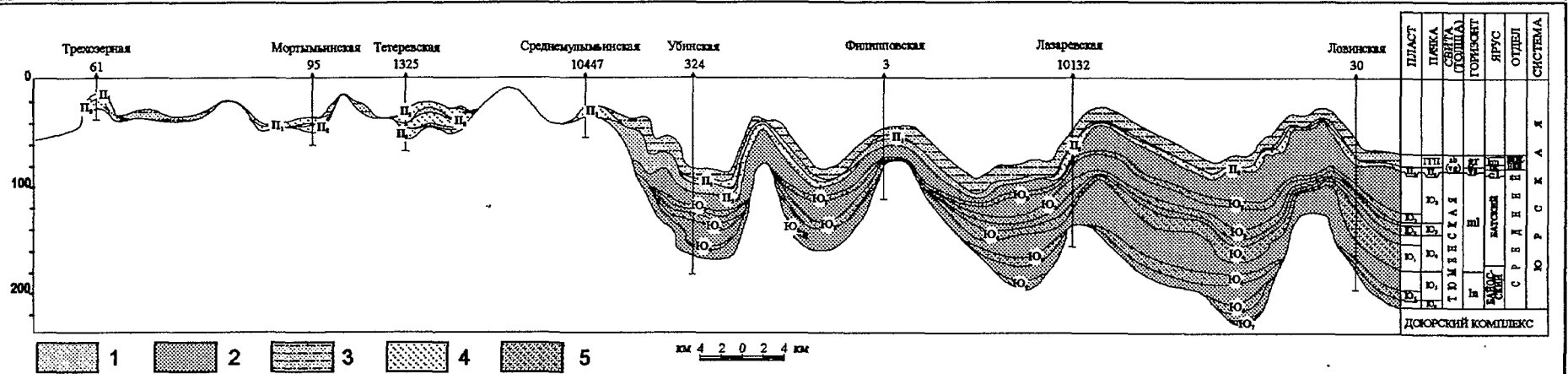


Рис. 3. Палеогеологический разрез юрских отложений по линии скв. 61–Трехозерная – 30–Ловинская. Поверхность выравнивания – сейсмический горизонт Б:  
 1 – аргиллиты, алевролиты (абалакская свита); 2 – аргиллиты, алевролиты (томенская свита); 3 – глинисто-глауконитовая пачка; 4 – песчаные пласты вогулкинской толщи (П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>, П<sub>3</sub>); 5 – песчаные пласты томенской свиты (Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>7</sub>). Сокращенные обозначения стратиграфических подразделений: km – кимериджский, ox – оксфордский, cl – келловейский, vs – васюганский, gr – георгиевский, ml – малышевский, ln – леонтьевский, ab – абалакская, vg – вогулкинская, ГП – глинисто-глауконитовая

который по этому поводу пишет: «При медленно развивающейся трансгрессии базальный конгломерат, являющийся хорошим маркирующим горизонтом, в различных пунктах площади его развития будет иметь настолько различный геологический возраст, что это различие уже необходимо принимать во внимание при стратиграфических сопоставлениях» [9]. О том, что позднеюрская трансгрессия в Шаимском НГР была медленной и многоэтапной, свидетельствуют следы перемыва в базальных отложениях васюганского горизонта [8].

Базальный горизонт васюганской трансгрессии (пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>, или П<sub>3</sub>) в изученном районе имеет сложное полифациальное строение, сложен песчаниками и алевролитами, сформировавшимися как в типично морской обстановке, так и в лагунно-озерной, субконтинентальной.

Таким образом, вопрос о геологическом возрасте и стратиграфическом соответствии пластов П<sub>3</sub> и Ю<sub>2</sub><sup>0</sup> остается открытым, однако очевидно, что по генезису и морфологии это совершенно различные геологические тела.

Пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>, по-видимому, распространен в зоне развития тюменской свиты, являясь частично продуктом перемыва ее верхней части. Он не выделен на схеме корреляции и палеоразрезах (см. рис. 2, 3), так как, по мнению А. А. Нежданова [10] и нашим данным, его толщина не превышает 1,5 м.

По мнению М. Я. Рудкевича [6], в приуральской части Западно-Сибирской низменности новокиммерийский этап тектогенеза, охвативший позднеюрскую и неокомскую эпохи, привел к возобновлению дифференцированных движений вдоль древних разломов. Образовался ряд ступеней на склонах крупных выступов фундамента, вдоль которых осциллировали береговые линии юрско-неокомских морских бассейнов. В прибрежных зонах происходило накопление грубообломочных пород, являющихся базальными аналогами морских глинистых толщ.

А. Г. Алексин с соавторами описывает модель формирования вогулкинской толщи на примере Трехозерного месторождения. В соответствии с этой моделью, пласт П<sub>3</sub> отлагался на аккумулятивных террасах, образовавшихся в условиях равномерного поднятия территории в оксфорд-киммериджское время [4].

М. Я. Рудкевич и С. И. Шишигин отмечают [5], что базальные песчаники позднеюрской морской трансгрессии в Сибирском Приуралье залегают в виде изолированных линз, образовавшихся в небольших по размерам эрозионно-тектонических впадинах на склонах выступов гранитного фундамента. Последние представляли собой острова в прибрежной части бассейна и служили единственными источниками грубообломочного материала. Линзы песчаников не опоясывают сплошным кольцом «лысую» вершину структуры, а выполняют заливообразные ложбины между местными полуостровными возвышениями, осложняющими склон поднятия.

Формирование пласта П<sub>3</sub> происходило на фоне нарастающей трансгрессии моря в бат(?)–келловейское время. На начальном этапе трансгрессия была медленной и неустойчивой, пониженные участки заполнялись морскими осадками, в то время как на остальной территории преобладали эрозионные процессы.

Отсутствие в пласте П<sub>3</sub> хорошо сохранившейся фауны [3] и наличие многочисленных неопределяемых обломков раковин свидетельствуют об интенсивной волновой деятельности и осадконакоплении пласта вблизи мигрирующей линии берега. Углистые остатки в керне пласта П<sub>3</sub> говорят о том, что в отдельные периоды накопление осадков происходило выше уровня моря.

Начиная с позднего келловей море отступает, и формирование пачки П<sub>2</sub> происходит на фоне крупной регрессии. Пачка П<sub>2</sub> распространена в изученном районе практически повсеместно, за исключением выступов фундамента, площадь которых уменьшилась относительно времени накопления завершающих слоев тюменской свиты. Более крупные выступы фундамента вскрыты в районе Шаимского мегавыступа. Вся остальная территория покрыта отложениями пачки П<sub>2</sub> толщиной от нуля м на поднятиях до 50 м во впадинах.

Пачка П<sub>2</sub> (верхний оксфорд) – наиболее опесчаненная часть абалакской свиты (нижнеданиловской под-свиты). В ее разрезе выделен продуктивный пласт П<sub>2</sub>. На склонах поднятий коэффициент песчаности достигает единицы, при погружении коэффициент с высоким градиентом уменьшается до нуля. На пониженных участках пачка П<sub>2</sub> представлена аргиллитовалевролитовыми породами.

К концу времени формирования пачки П<sub>2</sub> регрессия сменяется трансгрессией, достигающей максимума в конце поздней юры – начале валанжина [11]. Зоны отсутствия юрских отложений все более сужаются.

Пачка П<sub>1</sub> (глинисто-глауконитовая пачка киммериджского возраста) распространена почти на всей территории изученного района, за исключением оставшихся небольших выступов фундамента на севере района и довольно обширных возвышенных участков на Шаимском мегавыступе. В ее разрезе выделен продуктивный пласт П<sub>1</sub>. Песчаность пачки П<sub>1</sub> резко дифференцирована по площади. На Шаимском мегавыступе значительную часть территории занимает зона распространения вогулкинской толщи, где пачки П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub> и П<sub>3</sub> полностью сложены песчаниками. На склонах выступов фундамента происходит резкое уменьшение коэффициента песчаности до нуля. На всей остальной территории расположено более десяти изолированных, различных по площади участков с низким коэффициентом песчаности (не более 0,5, но в основном 0,2...0,3). Территория между участками опесчанивания пачки П<sub>1</sub>, большая часть изученного района, занята глинистыми отложениями.

Появление песчаников пласта П<sub>1</sub> в разрезе скважин вне пределов Шаимского мегавыступа носит спорадический характер. Мощные отложения пласта (до 16 м) вскрыты в разрезах скв. 10160, 10161–Североданиловских, скв. 8–Семивидовской, скв. 288–Тете-

ревской и др. Породы пласта  $\Pi_1$  представлены песчаниками, галечниками, глинистыми гравелитами и конгломератами в разной степени известковистыми.

В региональном плане проницаемые породы пласта  $\Pi_1$  по падению отложений замещаются темно-серыми с зеленоватым оттенком аргиллитами глинисто-глауконитовой пачки.

Газонефтяные и нефтяные залежи в вогулкинской толще открыты на Убинском, Даниловском, Узбекском, Толумском, Мулымьинском, Трехозерном, Северо-Даниловском, Мортымья-Тетеревском, Тальниковом, Среднемулымьинском и Андреевском месторождениях. Практически все залежи пластово-массивного типа, связанные с литолого-стратиграфическими ловушками, развитыми на склонах крупных выступов фундамента. Коллекторы нефти и газа поровые, трещинно-поровые и каверново-поровые. Фильтрационно-емкостные свойства и толщина проницаемого комплекса верхнеюрского резервуара обусловлены составом пород фундамента, высотой его выступов и интенсивностью роста в юрский период. Пористость коллекторов составляет в среднем 15...25 %, проницаемость –  $(50...100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , достигая в отдельных случаях  $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Хорошие коллекторские свойства пород позволяют получать из скважин высокодебитные притоки нефти, достигающие  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$  (скв. 10369–Узбекская).

Проницаемые породы верхней юры перекрыты мощной толщей глинистых пород верхнеданиловской подсвиты или мулымьинской свиты. Толщина покрывки увеличивается с юго-запада на северо-восток от 60 до 100 м.

Как уже неоднократно упоминалось, степень изученности района весьма высокая, поэтому говорить о перспективах открытия крупных месторождений сложно. Тем не менее анализ строения вогулкинской толщи показывает, что определенные перспективы прироста запасов все-таки есть.

Во-первых, уточненная модель строения вогулкинской толщи может послужить основой для построения новых моделей месторождений и прироста запасов нефти и газа за счет их пересчета.

Во-вторых, анализ распространения песчаников толщи показывает, что вогулкинские отложения встречаются и на крайнем западе района, на глубине всего около 1300 м. Имеется в виду пока еще слабо изученная территория Иусского вала. О высоких перспективах наиболее приподнятых бортов прогибов говорят и другие исследователи [12]. Также слабо изученной является область, расположенная западнее Мулымьинской и южнее Узбекской площадей, где, по нашему мнению, прогноз развития пород вогулкинской толщи весьма благоприятен.

Можно предположить, что перспективы нефтегазоносности в первую очередь связаны с отложениями вогулкинской толщи, развитой на территории распространения даниловской свиты. Для этого типа разреза характерно развитие двух пластов вогулкинской толщи –  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  с большими толщинами и хорошими коллекторскими свойствами. Этому благо-

приятствует и наличие на этой территории множества еще неразбуренных локальных поднятий. Несмотря на их небольшие размеры, к ним могут быть приурочены залежи нефти, а благодаря развитой инфраструктуре добыча этой нефти может оказаться вполне рентабельной, поэтому территория локальных поднятий отнесена к весьма перспективным.

В пользу перспективности района говорит и проведенная здесь, в том числе и сотрудниками ИГНГ СО РАН, газовая съемка [1, 13]. Положительные результаты таких работ были получены в районе Усть-Иусской площади.

Безусловно, такой сложный объект, как вогулкинская толща, требует большого количества детальных геолого-геофизических работ, но можно смело предполагать, что перспективы вогулкинской толщи в Шаимском районе еще не до конца исчерпаны.

**Среднеюрский продуктивный комплекс** включает тюменскую свиту. Она залегает в основании мезозойского разреза и представлена песчано-алевролитоглинистыми породами толщиной более 180 м (скв. 8–Яхлинская). Толщина отдельных песчаных прослоев достигает 20 м (скв. 10366–Узбекская, скв. 10388–Лазаревская и др.).

В межструктурных понижениях, где песчаники вогулкинской толщи замещаются алевролитами и глинами абалакской свиты и ее аналогов, она является хорошей покрывкой для продуктивных пород тюменской свиты.

По фациальной характеристике породы тюменской свиты относятся к континентальным озерным, болотным и озерно-аллювиальным осадкам [2]. Наблюдается определенная закономерность в распространении фациальных зон. В западной части Верхнекондинской зоны прогибов преобладают озерно-болотные осадки. Здесь толща тюменской свиты сложена алевролитоглинистыми породами серого и темно-серого цвета с многочисленными прослоями и линзами угля. Только в подошве свиты обособляются песчаники и гравелиты незначительной толщины. Песчаники обычно светло-серой и серой окраски, мелко-среднезернистые массивные, иногда с линзовидной текстурой. Слоистость обусловлена намывами растительного детрита.

На крыльях и периклинальных окончаниях Шаимского мегавыступа, а также в его межструктурных понижениях литологический состав тюменской свиты несколько иной. Он отличается повышенным содержанием проницаемых пород, что хорошо видно, например, на Убинском и Узбекском месторождениях. Песчаники имеют кварцевый и кварц-полевошпатовый состав.

Анализ состава пород тюменской свиты и размещения осадков позволяет сделать заключение, что в среднеюрское время породы этой толщи имели более широкое распространение в пределах Шаимского мегавыступа и покрывали почти всю его территорию [2]. В начале поздней юры эта крупная структура, возможно, испытала некоторый подъем на фоне общего прогибания Западно-Сибирской плиты. В процессе воздымания гребневая часть мегавыступа подверга-

лась размыву, в результате которого верхние слои тюменской свиты были размыты. Возможно, поднятие, выявленное в районе Даниловской, Северо-Даниловской и Тальниковой площадей, также испытывало подъем и размыв верхов тюменской свиты, как в случае со скв. 10003–Даниловской, где пласт Ю<sub>2</sub> отсутствует. При перемыве осадков тюменской свиты наиболее устойчивые обломки пород послужили материалом для формирования нижнего пласта вогулкинской толщи.

На значительном удалении от крыльев Шаимского мегавыступа преимущественно песчаные породы верхней части тюменской свиты переходят в существенно алевролитоглинистые осадки с подчиненными прослоями песчаников и гравелитов. По составу и текстурным признакам эти отложения относятся к осадкам аллювиальной равнины, на которой была развита густая сеть рек, озер и болот [2].

Песчаные проницаемые породы в разрезах нижней части тюменской свиты фиксируются в северо-восточной части района (Яхлинская площадь). На восток, в сторону Краснотелинского свода, количество песчаных прослоев увеличивается за счет повышения общей толщины тюменской свиты.

На приподнятых участках фундамента свита сложена аргиллитами и алевролитами с подчиненными прослоями песчаников и гравелитов. Песчаники и гравелиты серые и темно-серые, глинистые, массивные, линзовидно- и косослоистые с многочисленными налетами углистого детрита. Гравийный материал характерен в основном только для верхней части тюменской свиты. Отмечается приуроченность песчаных и гравийных прослоев к зонам, непосредственно тяготеющим к выступам фундамента.

Вполне вероятно, что приподнятые участки фундамента в среднеюрское время служили источником сноса песчано-гравийного материала. Количество этого материала и длительность процесса осадконакопления находились в зависимости от интенсивности роста поднятий.

Изучение образцов керн и каротажного материала позволило подметить закономерное увеличение суммарной толщины проницаемых пород с юго-запада на северо-восток. Увеличение песчаности обусловлено появлением нижних существенно алевритопесчаных пачек тюменской свиты в наиболее погруженной части Верхнекондинской зоны прогибов.

Коллекторские свойства проницаемых пород в тюменской свите зависят от многих факторов. К ним относятся: минеральный состав пород, тип цементации, приуроченность к различным тектоническим зонам, удаленность от источников сноса и зоны выклинивания и др.

В разрезе тюменской свиты авторами выделены пачки, состоящие, как правило, из пласта песчаников в нижней его части и перекрывающего его глинистого флюидоупора (см. рис. 2). Однако в разрезе многих скважин, особенно в зоне увеличения толщины тюменской свиты (Сьморьяхская, Яхлинская площади), разрез усложняется появлением, кроме

основных, устойчивых на большом протяжении пластов песчаников, многочисленных линз, сгруппированных в пачки по положению в разрезе.

Для нижних продуктивных пластов тюменской свиты (Ю<sub>5</sub>–Ю<sub>8</sub>) характерны высокие дебиты воды (410 т/сут в скв. 10292–Ловинской). Это говорит о том, что коллекторские свойства данных пластов очень хорошие, но пласты находятся ниже линии водонефтяного контакта. Прогноз распространения коллекторов по восстанию пласта, вероятно, даст возможность выявить на этом стратиграфическом уровне залежи с высокими дебитами нефти.

Для детального анализа всей имеющейся геологической и геофизической информации авторами был построен ряд специализированных карт: структурные карты по кровле и подошве проницаемых комплексов, карты толщин проницаемых комплексов и песчаников в них и карты коэффициента песчаности.

Общезвестно, что в практике картографических построений можно с известной долей условности выделить три подхода к картированию погруженных геологических тел: 1) традиционный «ручной» подход; 2) формально-математический; 3) модельно-математический. Так, формально-математический подход имеет место, когда берется картографический пакет универсального назначения (например, SURFER FOR WINDOWS) и с помощью одного из представленных в нем методов интерполяции по данным бурения строится регулярная сетка моделируемой карты в изолиниях. При этом параметры программы зачастую задаются «по умолчанию». Естественно, что если взять разные методы интерполяции, то результирующие карты могут существенно различаться. Такой подход вполне правомерен на отдельных площадях с высокой степенью изученности бурением, однако при региональных и зональных построениях с неравномерной изученностью картируемых геологических тел (пластов, резервуаров и пр.) его применение малоэффективно. Модельно-математический подход к картированию нефтегазоносных территорий заложен в работах А. М. Волкова и его учеников [14, 15]. В рамках этого подхода при картировании геологических тел можно с помощью специального программного обеспечения осуществить корректную интерпретацию разнородных геолого-геофизических данных. Эти методы дают возможность использовать косвенную информацию – о реперных отражающих горизонтах, не связанных непосредственно с изучаемой толщей или поверхностью, различных статистических зависимостях и пр. Учет такого рода информации осуществляется, например, в рамках линейной модели С. В. Гольдина [16].

Использованное авторами методическое и программное обеспечение относится к модельно-математическому подходу и включает в себя самые передовые технологии моделирования погруженных геологических тел [17, 18].

Тюменская свита распространена в Шаимском районе повсеместно, за исключением наиболее приподнятой части Шаимского мегавыступа и отдель-



ных «островков», вскрытых единичными скважинами – скв. 10191–Шушминской, 10202–Навской, 10127–Лазаревской и 10355–Узбекской.

В пределах изученного района толщина тюменской свиты меняется от нуля до 188 м (скв. 8–Яхлинская). Максимальные толщины свиты отмечаются преимущественно на северо-востоке района – на Яхлинской площади, а также северо-западнее и юго-восточнее Ловинской площади. Кроме того, существует несколько участков повышенных толщин тюменской свиты, локализованных в полосе, простирающейся с юго-запада на северо-восток между Даниловской площадью и наиболее приподнятой в палеоплане частью Шаимского мегавыступа. Здесь было реконструировано древнее русло реки («Палеотугровки», по М. А. Левчуку [19]), восточным берегом которой был Окуневский выступ (возможно, вулкан), сложенный эффузивными породами.

Судя по присутствию отложений, переходных от морских к континентальным, в разрезах скв. 10126–Лазаревской и 10055–Вишеньской, именно в этой зоне в первую очередь происходило затопление территории морем на заключительном этапе формирования тюменской свиты. Оно заходило с северо-востока до уровня Даниловского и Убинского месторождений, так как дальше на юго-запад подобных отложений переходного типа в разрезах скважин не наблюдается.

Минимальная толщина тюменской свиты отмечена в зонах, прилегающих к выступам фундамента – палеостровам, главным образом к Шаимскому мегавыступу. Кроме того, небольшие ее значения зафиксированы на Усть-Иусской площади, расположенной на крайнем западе изученного района.

Группа пачек Ю<sub>7-8</sub> распространена в изученном районе на нескольких изолированных участках, наиболее крупные из которых приурочены также к палеоруслу и примыкают с северо-запада к Убинскому и Узбекскому месторождениям. Здесь предполагается максимальная суммарная их толщина – 50 м.

Небольшие участки с отложениями пачек Ю<sub>7-8</sub> вскрыты единичными скважинами (скв. 10598 и 10599–Убинскими, скв. 10398–Лазаревской) в полях отсутствия этих пачек. Как правило, толщина тюменской свиты в целом в разрезах этих скважин более чем в 2 раза превышает эту величину в соседних. Так, например, в скв. 10598 и 10599 толщина свиты равна соответственно 124 и 105 м, а число пачек – 8 и 7, в то время как в скв. 324–Убинской, пробуренной в 4 км от скв. 10598, толщина тюменской свиты – 58 м, а число пачек – 5. Такие перепады толщин объясняются резкой дифференциацией гипсометрии фундамента, причем нельзя исключать и проявления дизъюнктивной тектоники. Нет прямого соответствия между толщиной тюменской свиты и числом пачек, потому что на погруженных участках скорость осадконакопления выше и увеличение общей толщины свиты и отдельных пачек происходит в значительной степени за счет глинистых отложений.

Общий фон коэффициента песчаности пачек Ю<sub>7-8</sub> – 0,3...0,4, но на участке, примыкающем к Узбекскому месторождению, предполагается его повышение до 0,9. Еще два участка с высоким коэффициентом песчаности можно выделить на Яхлинской площади.

Группа пачек Ю<sub>5-6</sub> распространена гораздо шире, чем подстилающие пачки Ю<sub>7-8</sub>. Их отложения занимают около 50 % изученной площади. Наибольшая толщина (до 70 м) отмечена в зоне развития основного русла. Средний фон коэффициента песчаности составляет 0,4...0,5, максимальное его значение, равное 1,0, отмечено либо предполагается на небольших участках, примыкающих к выступам фундамента в районе Хултурского, Узбекского, Тальникового, Лазаревского, Сыморьянского и Филипповского месторождений. В целом этот интервал разреза характеризуется наиболее высокой степенью песчаности по сравнению с подстилающими и перекрывающими отложениями тюменской свиты, по всей вероятности, за счет мощного и стабильного по литологическим и геофизическим параметрам пласта Ю<sub>5</sub>.

Участки максимального опесчанивания в плане имеют веерообразный вид и являются, по-видимому, пролювиальными конусами выноса, приуроченными к крутым склонам выступов фундамента, которые показаны на карте полным отсутствием пачек Ю<sub>5-6</sub>. Их общие толщины уменьшаются с высоким градиентом на подходе к выступам фундамента. В то же время на смежных участках отмечено уменьшение до нуля степени песчаности пачек Ю<sub>5-6</sub> в направлении зоны их отсутствия. Характерно, что отложения, уже в виде глинистых фаций, продолжают еще на какое-то расстояние после нулевой линии песчаности, постепенно уменьшаясь в толщине. По всей вероятности, это заглинизированные пойменные отложения.

Группа пачек Ю<sub>2-3-4</sub> распространена гораздо шире, чем подстилающие отложения тюменской свиты, т. е. почти повсеместно в изучаемом районе, за исключением Шаимского мегавыступа и отдельных выступов фундамента, на которых тюменская свита отсутствует полностью. Наиболее мощные (100...130 м) отложения локализованы на северо-востоке района, юго-восточнее Ловинского месторождения, и на двух небольших участках между Даниловским, Узбекским и Славинским месторождениями, в зоне палеорула. На остальной части территории суммарная толщина пачек Ю<sub>2-3-4</sub> колеблется в интервале 50...80 м, постепенно уменьшаясь до нуля в направлении зон полного отсутствия свиты.

Коэффициент песчаности пачек Ю<sub>2-3-4</sub> в целом ниже, чем пачек Ю<sub>5-6</sub>. На большей части территории он меняется от 0,3 до 0,4, и лишь на юго-западе, в гипсометрически приподнятой области, выделяется обширная зона площадью 1200 км<sup>2</sup> с коэффициентом песчаности 0,4, а на отдельных участках в пределах зоны – до 0,6.

Таким образом, наиболее опесчаненные отложения можно прогнозировать в субмеридиональной полосе шириной 10...20 км, протягивающейся на юго-западе, между Усть-Иусской, Тальниковой и Узбек-

ской площадями. В пределах этой территории наиболее перспективны для поисков залежей УВ гипсометрически приподнятые участки, в первую очередь локальные поднятия, и в целом вся юго-западная часть изученного участка.

В среднеюрском продуктивном комплексе открыты нефтяные и газонефтяные залежи на Усть-Иусском, Филипповском, Мансингъянском, Лазаревском, Ловинском, Узбекском, Трехозерном, Северо-Даниловском, Мортымья-Тетеревском, Тальниковом, Сыморьяхском и Яхлинском месторождениях. Преобладают пластовые залежи, приуроченные к литолого-стратиграфическим ловушкам. Коллекторы – преимущественно поровые. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и дебиты притоков снижены относительно вогулкинской толщи. Пористость – 10...15 %, проницаемость – 20...50 мкм<sup>2</sup>. Дебиты нефти составляют, как правило, 30...50 м<sup>3</sup>/сут.

**Доюрский продуктивный комплекс** выделен условно, так как изолированные газонефтяные залежи выявлены в нем только на Мортымья-Тетеревском и Тальниковом месторождениях. Во всех остальных случаях он наращивает келловей-верхнеюрский или среднеюрский продуктивные комплексы. Подобная ситуация имеет место на Убинском, Даниловском, Толумском и Мулымьинском месторождениях.

На Убинской площади получены промышленные притоки нефти из песчаников и гравелитов, залегающих в виде отдельных пластов или линз, перекрытых глинистыми сланцами палеозоя и верхнеюрскими аргиллитами [8]. Значительные притоки нефти и газа, а также пропитывание пород нефтью (обычно по трещинам и кавернам) отмечены в порфиритах Трехозерного и Даниловского месторождений. В скв. 85 Даниловской площади нефтенасыщение керн зафиксировано на 60 м от подошвы верхнеюрских пород, перекрывающих кору выветривания фундамента. Дебиты нефти колеблются от десятков кубических метров до нескольких десятков тонн в сутки. На Даниловском месторождении из пород фундамента получены также притоки газа. Притоки углеводородов из пород фундамента получены выше отметок ВНК, фиксируемых в осадочных породах платформенного чехла, что указывает на гидродинамическую связь доюрского продуктивного комплекса и проницаемых пород осадочного чехла.

Уточнение моделей залежей УВ Шаимского НГР на новой стратиграфической основе позволило бы выявить новые продуктивные участки для прироста запасов на территориях, уже изученных бурением.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Результаты применения геохимической съемки по снегу для выявления и оконтуривания нефтяных залежей в Шаимском районе (Западная Сибирь) / В.С. Вышемирский, С.В. Даниленко, А.Э. Конторович и др. // *Результаты работ по межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992–1993 гг.* РАН. СО. Объед. ин-т геол., геоф. и минерал. – Новосибирск, 1995. – С. 95–100.

2. Елисеев В.Г. Характеристика нефтегазосодержащих толщ Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов // *Тр. / ЗапСибНИГНИ.* – 1971. – Вып. 43. – С. 256–267.

3. Елисеев В.Г., Нестеров И.И. *Стратиграфия мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов* // *Тр. / ЗапСибНИГНИ.* – 1971. – Вып. 43. – С. 41–131.

4. Алексин А.Г., Задов Л.П., Коваленко Е.Г., Юдин Г.Г. *О палеогеоморфологическом подходе к поискам литолого-стратиграфических залежей нефти и газа (на примере Трехозерного месторождения Шаимского нефтегазоносного района)* // *Проблемы геологии нефти: Тр. / ИГ и РГИ.* – 1971. – Вып. 2. – С. 260–267.

5. Рудкевич М.Я., Шишигин С.И. *О природе нефтяных месторождений Шаимского района в связи с изучением коллекторов-резервуаров* // *Геология нефти и газа.* – 1965. – № 7. – С. 17–21.

6. Рудкевич М.Я. *К вопросу о классификации локальных поднятий в мезозойско-кайнозойском чехле приуральской части Западно-Сибирской низменности* // *Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западно-Сибирской низменности: Тр. / СНИИГГиМС,* 1962. – Вып. 26. – С. 126–133.

7. *Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в мезозое и кайнозое* / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, А.И. Супруненко // *Геология и геофизика.* – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.

8. Глинских Л.А., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. *Юра Западной Сибири – абалакская свита (палеонтологическая характеристика, лито- и биостратиграфия)* // *Геология и геофизика.* – 1999. – Т. 40, № 7. – С. 1059–1078.

9. Халфин Л.Л. *Об опорных палеонтологических горизонтах и границах на примере стратиграфии Кузнецкого бассейна* // *Изв. Томского политехн. ин-та.* – Томск, 1959. – Т. 99. – С. 45–70.

10. Нежданов А.А. *Маркирующие горизонты в продуктивных отложениях мезозоя Западной Сибири* // *Выделение и корреляция основных стратонев мезозоя Западной Сибири: Тр. / ЗапСибНИГНИ.* – 1984. – Вып. 188. – С. 97–106.

11. Гурова Т.И., Казаринов В.П. *Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью.* – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 296 с.

12. *Концепция геологического изучения недр и восполнения минерально-сырьевой базы Ханты-Мансийского автономного округа на 2000 г.* / Н.А. Сергеева, В.Ф. Панов, В.И. Штльман и др. // *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа.* – 1999. – № 2. – С. 4–15.

13. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Пастух П.И. *Эффективность газовой съемки по снегу в Западной Сибири* // *Геология нефти и газа.* – 1992. – № 1. – С. 31–33.

14. *Пакет программ решения задач геологии нефти и газа / Под ред. А.М. Волкова* // *Тр. / ЗапСибНИГНИ.* – 1981. – Вып. 161. – 115 с.

15. Волков А.М. *Геологическое картирование нефтегазоносных территорий с помощью ЭВМ.* – М.: Недра, 1988. – 221 с.

16. Гольдин С.В. *Линейные модели при анализе структурных взаимоотношений* // *Тр. / ЗапСибНИГНИ.* – 1971. – Вып. 45. – С. 104–124.

17. Красавчиков В.О. *Компьютерное моделирование направлений возможной миграции углеводородных флюидов и зон их потенциальной аккумуляции* // *Геология и геофизика.* – 2000. – Т. 41, № 3. – С. 356–370.

18. Красавчиков В.О. *Комплексная интерпретация слабо согласованных геолого-геофизических данных при построении региональных структурных карт (на примере осадочного чехла ЗСП)* // *Геология и геофизика.* – 2002. – Т. 43, № 5. – С. 454–467.

19. Левчук М.А. *Раннемезозойские палеореки запада Западной Сибири // Осадочные бассейны: закономерности строения и эволюции, минерагения: Материалы 4-го регионального уральского литологического совещания.* – Екатеринбург: УрО РАН, 2000. – С. 67–69.