

УДК 553.98:556.3 (571.511)

Садыкова Я.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, sadykovayv@ipgg.sbras.ru

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ОБЬ-ИРТЫШСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ ПО ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Приведены результаты регионального и зонального прогноза нефтегазоносности верхнеюрских отложений Обь-Иртышского междуречья по палеогидрогеологическим данным. Рассмотрены основные палеогидрогеологические критерии, традиционно применяемые для прогноза. Установлены гидрогеохимические особенности верхнеюрского комплекса, даны результаты палеогидрогеохимических и палеогидродинамических реконструкций. Закартированы зоны генерации и аккумуляции углеводородов, намечены основные пути миграции флюидов. На основании проведенных исследований дан перечень участков наиболее перспективных для поисков углеводородов. Обосновано направление дальнейших геологоразведочных работ в регионе.

Ключевые слова: *подземные воды, элизионная водонапорная система, водорастворенные газы, палеогидрогеологические критерии, палеогидродинамика, прогноз нефтегазоносности, перспективные зоны, Обь-Иртышское междуречье.*

Введение

В последние годы возрастает интерес к освоению нефтегазовых ресурсов южной части Обь-Иртышского междуречья, который выражается в значительном увеличении объемов геологоразведочных работ и переходе на новые методы интерпретации полученных результатов (рис. 1). В южных районах Обь-Иртышского междуречья наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют отложения васюганской свиты и ее аналогов, с которыми связано большинство открытых на этой территории месторождений нефти и газа. Формирование верхнеюрских отложений в приближенных к обрамлению Западно-Сибирской геосинеклизы районах происходило в переходной области седиментации (от морских к прибрежно-континентальным условиям).

Проблема выявления и детального картирования нефтегазоперспективных объектов в верхнеюрском комплексе южных районов Обь-Иртышского междуречья связана со сложным характером распределения коллекторов и их пространственных взаимоотношений с флюидоупорами и приуроченность залежей нефти и газа к сложнопостроенным неантиклинальным ловушкам.

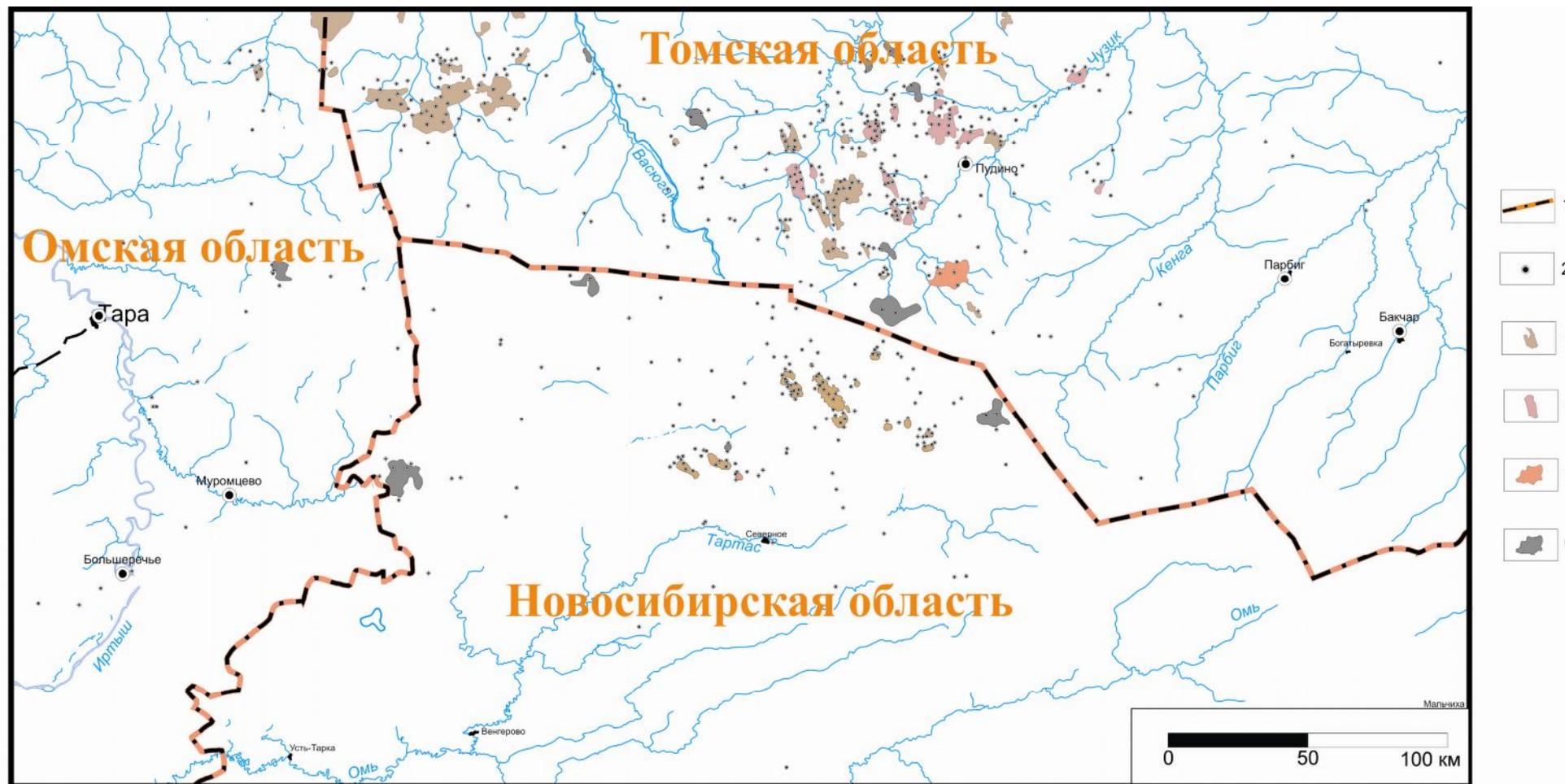


Рис. 1. Обзорная карта южной части Обь-Иртышского междуречья

1 - административные границы; 2 - глубокие скважины, месторождения; 3 - нефтяные, 4 - нефтегазоконденсатные, 5 - газоконденсатные и газовые; 6 - площади, в пределах которых в верхнеюрском комплексе признаки нефти установлены в процессе испытания скважин, а также по результатам изучения керна.

Для их выявления необходимо привлечение комплексного метода прогнозирования, который включает в себя кроме тектонических, литологических, стратиграфических исследований вмещающих толщ, также палеогидрогеологические.

Проведение детальных палеогидрогеологических реконструкций верхнеюрского комплекса позволило выявить влияние обстановок осадконакопления на формирование состава подземных вод; определить основные направления миграции флюидов; оценить объем элизионных вод; закартировать внутренние области питания и разгрузки подземных вод; оконтурить зоны генерации и аккумуляции углеводородов. Исследования базировались на обработке и интерпретации материалов глубокого бурения, геофизического исследования скважин, опробования пластов, анализа химического состава флюидов и термобарических условий.

Использование гидрогеологических критериев при региональной, зональной и локальной оценке перспектив нефтегазоносности основано на большой роли подземных вод в процессах нефтегазообразования и на взаимодействии в системе «вода-порода-газ-ОВ». Широкое применение гидрогеологических исследований для поисков нефти и газа способствовало разработке разнообразных гидрогеологических показателей продуктивности недр. Разработкой классификаций гидрогеологических показателей нефтегазоносности занимались в различные годы М.Е. Альтовский, Е.А. Барс, Е.Е. Белякова, Г.В. Богомолов, Г.Ю. Валуконис, М.А. Гатальский, Е.С. Гавриленко, М.С. Гуревич, Л.М. Зорькин, М.И. Зайдельсон, А.А. Карцев, В.А. Кротова, В.А. Сулин, М.И. Суббота, Е.В. Стадник, В.Б. Торгованова, И.Б. Фельгельсон и многие другие [Гуревич, 1961; Карцев, 1963; Валуконис, 1972; Зорькин и др., 1974; Суббота и др., 1990].

К настоящему моменту предложено множество различных показателей нефтегазоносности. Среди них можно выделить общегидрогеологические, гидродинамические и геотермические, гидрохимические, газового состава вод и показатели наличия водорастворенного ОВ, изотопные, микробиологические и палеогидрогеологические.

На первых этапах становления нефтегазовой гидрогеологии применялись в основном гидрогеохимические показатели, свидетельствующие о благоприятных или неблагоприятных условиях для существования и обнаружения залежей. Затем к ним «присоединились» показатели наличия самой нефти. В дальнейшем стали больше внимания уделять группе гидродинамических показателей при изучении общих закономерностей формирования залежей углеводородов. В настоящее время все большее внимание уделяется

палеогидрогеологическим показателям, так как их использование позволяет проводить реконструкцию истории формирования гидрогеологических бассейнов и процессов нефтегазообразования, происходящих в них [Суббота и др., 1990].

В работах А.А. Карцева, Я.А. Ходжакулиева, Г.П. Якобсона и многих других исследователей показана важная роль палеогидрогеологических условий в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления [Карцев, Вагин, Басков, 1969; Якобсон, 1973; Ходжакулиев, Абукова, 1985]. Применение разнообразных палеогидрогеологических показателей (палеогидрогеохимических, палеогидродинамических) позволяет производить прогноз нефтегазоносности на региональном, зональном и локальном уровнях.

Палеогидрогеологические предпосылки нефтегазоносности

Большинство исследователей главную роль в процессах миграции и аккумуляции УВ отводят седиментогенным водам. Талассогенные воды с момента захоронения содержат некоторое количество растворенного органического вещества, которое унаследовано от морской воды. Чем благоприятнее были палеоклиматические условия (высокая среднегодовая температура (10-20°C), нормально-морская соленость палеобассейна), тем больше органического вещества образовывалось на элизионных этапах, захоронялось совместно с талассогенными осадками и могло в дальнейшем принимать участие в нефтегазообразовании. Седиментогенные воды растворяют образующиеся в результате катагенеза органического вещества углеводороды, и перемещаются вместе с ними в породы-коллекторы. При движении по коллекторам подземные воды могут дополнительно растворять некоторое количество УВ и других органических соединений, образующихся и находящихся в коллекторских породах [Карцев, Вагин, Басков, 1969].

На элизионных этапах гидрогеологической истории движение вод происходит в результате неравномерного прогибания и осадконакопления. На некоторых участках происходит относительное поднятие и рост положительных тектонических структур, которые служат потенциальными ловушками нефти и газа, а некоторые испытывают прогибание, в них образуется мощная толща осадков и они выступают потенциальными зонами генерации углеводородов. Таким образом, на элизионных этапах гидрогеологической истории зоны прогибания и накопления осадков (палеопьезомаксимумы) могут рассматриваться как зоны нефтегазообразования, а области относительных поднятий (палеопьезоминимумы), где происходит скрытая разгрузка подземных вод, могут рассматриваться как зоны нефтегазонакопления. При условии наличия на пути миграции

структурных, литологических или стратиграфических ловушек может происходить формирование залежей углеводородов [Якобсон, 1973].

Таким образом, основными критериями оценки перспектив нефтегазоносности территории по палеогидрогеологическим данным являются: 1) количество и длительность элизионных этапов гидрогеологических циклов в истории развития бассейна; 2) наличие зон палеопьезомаксимумов и палеопьезоминимумов; 3) оценка объемов отжатых вод, участвовавших в элизионном водообмене; 4) направление возможных путей миграции (вертикальной и латеральной) углеводородов.

Объект исследования

Основным объектом исследования является верхнеюрский гидрогеологический комплекс, который обособляется, согласно проведенной гидрогеологической стратификации, в пределах нижнего гидрогеологического этажа Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ). Региональным флюидоупором (в кровле) для него служит совокупность георгиевского, баженовского и куломзинского водоупорных горизонтов. В подошве он изолируется от ниже-среднеюрского комплекса глинами нижневасюганского водоупорного горизонта. В юго-западной и восточной части территории исследований нижневасюганский водоупорный горизонт выклинивается вследствие литологического замещения более песчанистыми осадками татарской и наунакской свит. Вследствие чего здесь предполагается наличие межпластовых перетоков. Проницаемая часть комплекса представлена продуктивным горизонтом Ю₁, входящем в состав верхневасюганского водоносного горизонта (рис. 2).

Изучение особенностей химического состава подземных вод оксфордского регионального резервуара показало, что в его пределах распространены подземные воды преимущественно хлоридного натриевого состава (по С.А. Щукареву) с величиной общей минерализации от 2,6 до 49 г/дм³. Статистический анализ установил, что фоновыми являются воды с соленостью 25-30 г/дм³. Анализ изменения общей минерализации подземных вод выявил ее увеличение по мере удаления от структур Внешнего пояса Западно-Сибирской геосинеклизы, где наблюдается развитие процессов инфильтрации атмосферных осадков [Садыкова, 2012].

На изучаемой территории в верхнеюрском комплексе открыто 13 газовых и газоконденсатных, 5 нефтегазоконденсатных и 37 нефтяных залежей. Для верхнеюрского водоносного комплекса характерно наличие большого количества нефтепризнаков (пленки нефти, притоки нефти, газа и конденсата), полученных при испытании скважин в пределах локальных структур, не связанных с месторождениями.

| Система | Отдел | Ярус | водоносный/ водоупорный горизонт | гидрогеологический (водопроницаемый/ водоупорный) комплекс | гидрогеологический этаж | |
|-----------------|-----------------|--|---|---|----------------------------|--------------------|
| Q | Q ₂ | | средне-верхне- неоплейстоценовый семейкинский талагайкинский мансийский | неоген-четвертичный | верхний | |
| | Q ₁ | | чановско- горнофилийская | | | |
| N | N ₂ | g | | | | |
| | | p | | | | |
| | | c | | | | |
| | N ₁ | m | таволжанско- новостаничный | | | |
| | | t | | | | |
| | | s | бещеульский | | | |
| Pg | Pg ₃ | a | лагернотомско- абросимовский | | | турон-олигоценовый |
| | | h | | | | |
| | | r | юрковско- новомихайловский | | | |
| | Pg ₂ | p | | | | |
| | | b | ирбитско- тавдинский | | | |
| | | l | | | | |
| Pg ₁ | i | серовский | | | | |
| | t | | | | | |
| | s | | | | | |
| K | K ₂ | d | | апт-альб-сеноманский | | |
| | | m | | | | |
| | | km | | | | |
| | | st | ипатов- ский | | | |
| | | k | кузнецовско- ганькинский | | | |
| | K ₁ | t | верхнепокурский | | | |
| | | s | среднепокурский | | | |
| | | al | нижнепокурский | | | |
| | | a | кялинский | | | |
| | | br | тарский | | | |
| J | J ₃ | g | куломзинско- георгиевский | верхнеюрский | | |
| | | v | | | | |
| | | b | | | | |
| | J ₂ | tt | куломзинско- георгиевский | | | |
| | | km | | | | |
| | | o | верхневасюганский | | | |
| | | k | нижневасюганский | | | |
| J ₁ | bt | вымско-малышевский | нижне-среднеюрский | | | |
| | b | | | | | |
| | a | лайдинский | | | | |
| | t | нальясский китерюотский шараповский левинский | | | | |
| | p | зимний | | | | |
| Pz | | | палеозойский | нижний | | |

Рис. 2. Схема гидрогеологической стратификации южных районов
Обь-Иртышского междуречья

Основным источником углеводородов для верхнеюрского нефтегазоносного комплекса считается баженовская свита [Гулари, 1959; Конторович, Бабина, Богородская, 1967]. По мнению А.Э. Конторовича с соавторами к концу барремского века значительная часть юрских отложений уже находилась в зоне развития процессов нефтегазообразования [Конторович, Данилова, Фомичев, 1976]. По данным В.И. Ермакова и В.А. Скоробогатова (1986), в конце неокомского времени отложения верхней юры находились в зоне температурного оптимума (+50°C - +120°C) для генерации углеводородов. Расчеты, проведенные авторами, показывают постоянный рост палеотемператур в юрских отложениях, включая и раннеолигоценовое время, что способствовало развитию процессов генерации и миграции углеводородов.

На изучаемой территории широко распространены также нефтепроизводящие карбонатные палеозойские отложения, содержащие в своем составе аквагенное органическое вещество [Конторович и др., 1999; Костырева, 2005]. Учитывая фрагментарное распространение ниже-среднеюрских отложений и литологическое замещение нижневасюганских глинистых осадков песчаными разностями науакской и татарской свит, можно предположить наличие процессов вертикальной миграции углеводородов из ниже-среднеюрского и палеозойского комплексов [Рыжкова, 2001]. Протекание этих процессов подтверждается схожестью химического состава подземных вод (концентрация макро- и микрокомпонентов, рН) палеозойского, ниже-среднеюрского и верхнеюрского комплексов, выявленных на ряде площадей [Садыкова, Новиков, 2010]. Кроме того, установлено присутствие в верхнеюрских нефтях не только террагенного, но и аквагенного органического вещества [Конторович и др., 1999].

Верхнеюрский гидрогеологический комплекс, после завершения этапа седиментогенеза и образования мощной толщи георгиевско-куломзинского водоупорного горизонта, развивался преимущественно как элизионная система. Лишь крайняя юго-восточная часть территории исследования (Барабинско-Пихтовая мегамоноклиза) могла испытывать на себе незначительное воздействие инфильтрационных вод. Подтверждение этому выводу мы находим при изучении современной гидрогеохимии верхнеюрского комплекса [Садыкова, Новиков, 2010].

Проведенные палеогидрогеохимические реконструкции свидетельствуют о том, что захоронение сингенетичных вод на элизионных этапах развития шло совместно с морскими талассогенными осадками в бассейне опресненного типа, в котором соленость не превышала 20 г/дм³. Исключением являлись наиболее глубоководные участки «баженовского» моря, где

минерализация достигала 35 г/дм^3 [Садыкова, 2012]. В процессе диагенетического и катагенетического преобразования водовмещающих пород, состав сингенетичных вод преобразовывался за счет протекания процессов вертикальной и латеральной миграции, элизионного водообмена и взаимодействия в системе «вода-порода-газ-ОВ».

При прогнозе нефтегазоносности исследуемого региона необходимо учитывать наличие в верхнеюрском комплексе изучаемого региона зон с пониженными толщинами глин георгиевского водоупорного горизонта. Этот фактор благоприятно влияет на формирование залежей углеводородов в верхневасюганском водоносном горизонте, вследствие того, что малые толщины георгиевского водоупора не препятствуют вертикальной миграции элизионных вод и углеводородов из уплотняющихся глин баженовского горизонта. Анализ каротажных диаграмм ПС, КС, ИК, ГК, НГК по 578 скважинам показал, что георгиевский водоупорный горизонт является флюидоупором в пределах зоны, протягивающейся полосой с юго-запада на северо-восток и охватывающей восточную часть территории исследования. Исключением являются участки, примыкающие к Верхнекенгской и Горбуновской площадям. В пределах северной и центральной частей (за исключением Ивановской площади) представлены малые по мощности разрезы георгиевской свиты, вплоть до ее полного выклинивания на ряде площадей (Литковская, Баклянская, Останинская и других) [Садыкова, 2012].

На элизионных этапах гидрогеологической истории движение подземных вод обусловлено в основном уплотнением осадков. Подземные воды и растворенное в них органическое вещество мигрируют под действием разности геостатических нагрузок от областей питания к зонам скрытой разгрузки подземных вод. Методически восстановление палеогидродинамических условий проводят путем составления схем, основанных на анализе распределения первоначальных мощностей осадков [Бурштар, Назаров, 2004, Карцев, Вагин, Басков, 1969; Якобсон, 1973]. Современные мощности осадочных пород залегающих на больших глубинах существенно отличаются от палеомощностей. С использованием методики разуплотнения осадков Г.И. Алексеевым с соавторами (1982), были получены данные по палеомощностям верхневасюганского водоносного, нижневасюганского и георгиевско-куломзинского водоупорных горизонтов (по 577 скв.). Результатом стало построение палеогидродинамической схемы верхневасюганского гидрогеологического комплекса, на которой отражены зоны внутреннего питания и скрытой разгрузки подземных вод и выявлены основные направления латеральной миграции флюидов (рис. 3).

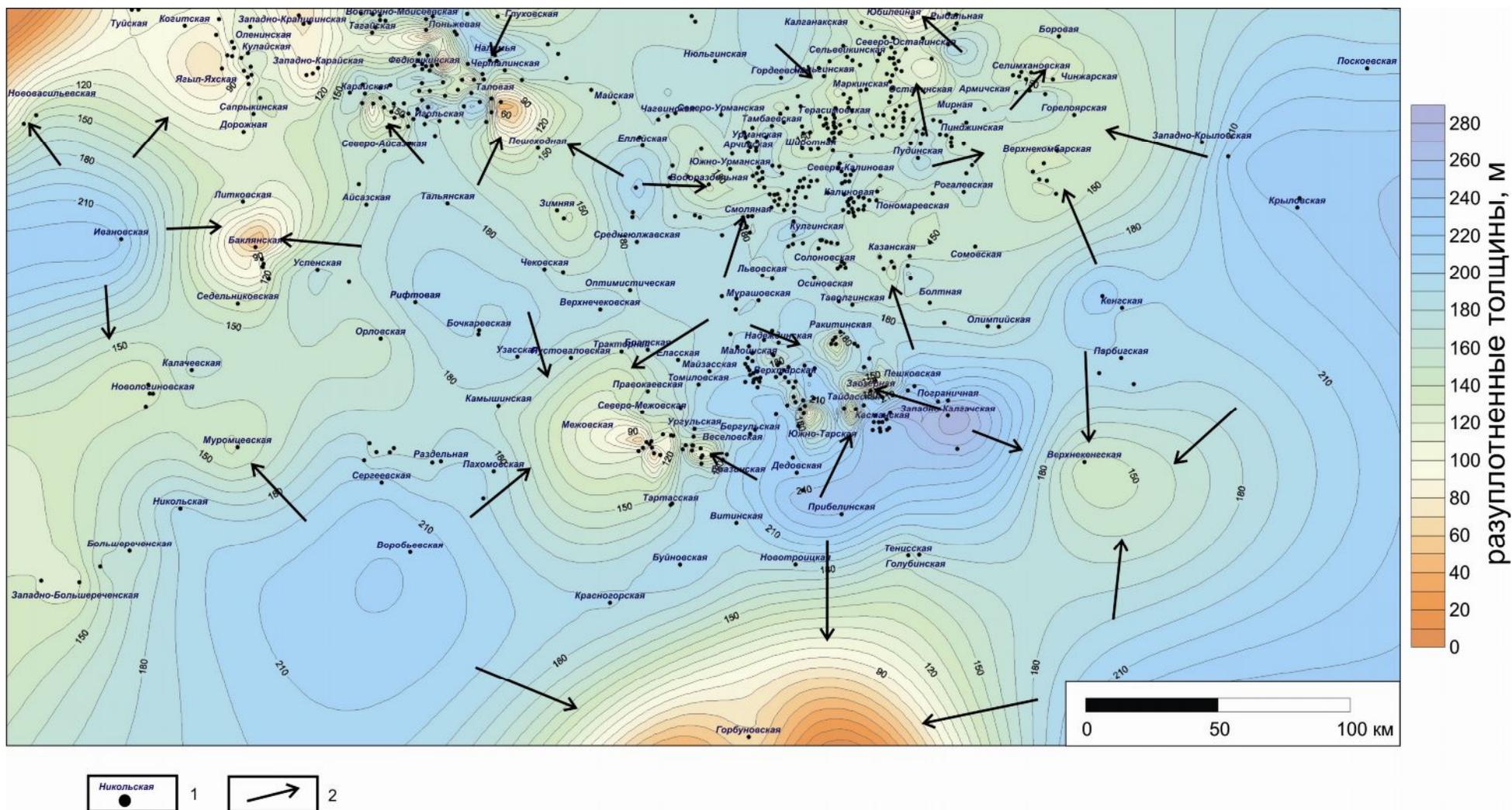


Рис. 3. Палеогидродинамическая схема верхнеюрского водоносного комплекса южных районов Обь-Иртышского междуречья

1 – площади; 2 – основные направления латеральной миграции элизионных вод.

Зонами внутреннего питания подземных вод верхнеюрского комплекса являлись наиболее погруженные части Колтогорско-Нюрольского желоба, Муромцевско-Сидельниковского прогиба, Кыштовского наклонного мезопргиба, Межовского структурного мегамыса, центральной и восточной частей Барабинско-Пихтовой мегамоноклизы, Бакчарской мезовпадины и Парабельского наклонного мегавала. Зонами скрытой разгрузки - поднятия и их борта, расположенные в пределах Верхневасюганской антеклизы, Игольско-Талового куполовидного поднятия, Пудинского куполовидного мезоподнятия, западной части Барабинско-Пихтовой мегамоноклизы и зоны сочленения Северо-Межовской мегамоноклинали с Межовским структурным мегамысом. Основные потоки элизионных вод были направлены от внутренних зон питания к зонам скрытой разгрузки.

Детальные расчеты объемов элизионных вод, отжатых из пород георгиевского, баженовского и нижневасюганского водоупорных горизонтов по 577 скважинам (по методике Г.И. Алексеева с соавторами), позволили охарактеризовать палеогидродинамические зоны.

Оценка суммарных объемов элизионных вод, отжатых из верхнеюрского комплекса, проводилась с учетом частичного отжатия элизионных вод из баженовского и георгиевского горизонтов в куломзинский (порог экспертно оценен в 50 %), и оттока из нижневасюганского водоупорного горизонта в ниже-среднеюрский гидрогеологический комплекс (табл. 1).

Расчеты показали, что внутренние области питания, являющиеся поставщиками подземных вод, характеризовались суммарными объемами отжатых флюидов от 50 до 80 млн. м³/км², а зоны скрытой разгрузки – от 0 до 35 млн. м³/км². Оставшиеся земли попали в переходную (транзитную) область, в пределах которой происходило движение подземных вод и углеводородов от зон питания к зонам скрытой разгрузки. В их пределах также могли располагаться вторичные зоны внутреннего питания и скрытой разгрузки. Как отмечалось выше, помимо областей скрытой разгрузки подземных вод важную роль играли тектонические нарушения, по которым происходила миграция флюидов в вышележающие комплексы и подток флюидов из нижележащих горизонтов.

Установлена обширная зона питания подземных вод, протягивающаяся полосой с юго-запада на северо-восток и охватывающая всю западную часть исследуемой территории. На Ивановской площади и сопредельных участках выявлена второстепенная область питания. Основными зонами разгрузки выступали области, расположенные в центральной и северной

частях исследуемого региона (Селимхановская, Рыбальная, Останинская, Тайдасская, Межовская, Веселовская, Большереченская, Ягыл-Яхская и другие площади).

Таблица 1

Характеристика палеогидродинамических зон верхнеюрского водоносного комплекса южных районов Обь-Иртышского междуречья

| Площадь | Объем отжатых элизионных вод (млн. м ³ /км ²) | | | | Палеогидродинамическая зона |
|-------------------|--|---------------|-------------------|--|-----------------------------|
| | из глин водоупорных комплексов | | | суммарный из пород верхнеюрского комплекса | |
| | баженовского | георгиевского | нижневасюганского | | |
| Баклянская | 18,8 | 0,4 | 11,1 | 20,5 | разгрузки |
| Верхнекомбарская | 14,7 | 6,7 | 0 | 34,9 | разгрузки |
| Веселовская | 17,8 | 5,3 | 11,9 | 29,9 | разгрузки |
| Герасимовская | 12,6 | 1,9 | 14,8 | 32,7 | разгрузки |
| Западно-Карайская | 15,8 | 1,3 | 0,0 | 20,2 | разгрузки |
| Казанская | 16,9 | 0,8 | 18,0 | 34,3 | разгрузки |
| Литковская | 17,8 | 0,0 | 16,7 | 24,6 | разгрузки |
| Межовская | 14,6 | 4,4 | 13,4 | 28,3 | разгрузки |
| Останинская | 13,3 | 2,1 | 13,0 | 32,9 | разгрузки |
| Тагайская | 14,7 | 0,4 | 22,3 | 31,4 | разгрузки |
| Федюшкинская | 16,1 | 1,7 | 14,5 | 34,4 | разгрузки |
| Ягыл-Яхская | 13,3 | 0,2 | 17,6 | 23,7 | разгрузки |
| Айсазская | 21,0 | 3,3 | 18,8 | 37,6 | транзита |
| Бочкаревская | 20,0 | 8,4 | 25,2 | 45,3 | транзита |
| Еллей-Игайская | 18,3 | 1,9 | 25,4 | 38,9 | транзита |
| Большереченская | 10,9 | 11,5 | 0,0 | 35,8 | транзита |
| Калачевская | 16,2 | 7,8 | 17,0 | 39,7 | транзита |
| Калиновая | 16,0 | 4,7 | 16,9 | 39,0 | транзита |
| Майская | 15,7 | 3,1 | 22,8 | 37,0 | транзита |
| Малоичская | 17,5 | 10,3 | 20,1 | 48,7 | транзита |
| Мурасовская | 16,6 | 10,9 | 23,9 | 46,9 | транзита |
| Орловская | 18,4 | 7,2 | 12,6 | 40,5 | транзита |
| Сергеевская | 21,9 | 10,0 | 13,7 | 46,3 | транзита |
| Узаская | 16,8 | 7,1 | 28,8 | 46,0 | транзита |
| Буйновская | 16,1 | 21,8 | 17,7 | 52,0 | питания |
| Витинская | 17,3 | 20,1 | 13,4 | 51,0 | питания |
| Воробьевская | 17,1 | 13,5 | 25,2 | 54,5 | питания |
| Дедовская | 17,4 | 22,8 | 15,0 | 61,4 | питания |
| Ивановская | 25,5 | 24,4 | 20,0 | 58,8 | питания |
| Кенгская | 19,5 | 23,9 | 0,0 | 57,4 | питания |
| Крыловская | 27,1 | 18,8 | 0,0 | 60,1 | питания |
| Парбигская | 20,4 | 21,0 | 0,0 | 51,6 | питания |
| Поскоевская | 15,5 | 17,0 | 0,0 | 54,6 | питания |
| Прибелинская | 18,8 | 27,0 | 18,6 | 65,9 | питания |

Генерация, миграция и аккумуляция нефти и газа происходит в водонасыщенной среде. Органическое вещество захороняется совместно с морскими осадками и седиментогенными водами на элизионных этапах развития нефтегазоводоносной системы. Затем в процессе

катагенеза в нефтематеринских породах образуются углеводороды, которые отжимаются в зонах палеопьезомаксимумов совместно с элизионными водами и мигрируют под действием разности геостатических нагрузок к областям скрытой разгрузки подземных вод, где при наличии ловушек будут образовываться залежи.

Таким образом, проведенные реконструкции палеогидродинамических условий позволяют сделать аргументированный вывод о том, что палеопьезомаксимумы трассируют зоны генерации нефти и газа и области питания подземных вод, а территории, соотносящиеся с палеопьезоминимумами, представляли собой зоны аккумуляции углеводородов и области разгрузки подземных вод соответственно.

Результаты исследования и их обсуждение

Проведенные исследования позволяют предложить комплекс общегидрогеологических и палеогидрогеологических критериев для обоснования категоричности земель для поисков залежей нефти и газа в верхнеюрском комплексе.

Первая категория – высокоперспективные земли, характеризуются следующими параметрами: 1) преобладанием хлоридно-натриевого типа вод, с величиной общей минерализации 20-37 г/дм³; 2) в водорастворенных газах отмечаются высокие концентрации метана и его гомологов (>5 об.%); 3) на элизионных этапах келловей-нижнеоксфордского и кимеридж-нижневаланжинского гидрогеологических циклов захоронение сингенетичных вод происходило совместно с морскими осадками; 4) георгиевский водоупорный горизонт не препятствовал миграции элизионных вод из глин баженовского горизонта; 5) опесчанивание нижневасюганского водоупорного горизонта и фрагментарное распространение нижне-среднеюрского и палеозойского комплексов способствовали развитию процессов вертикальной миграции подземных вод и углеводородов; 6) являются зонами скрытой разгрузки подземных флюидов; 7) на ближайшем расстоянии выявлены обширные области питания подземных вод; 8) в их пределах установлена нефтегазоносность верхнеюрских отложений (табл. 2).

Вторая категория – среднеперспективные земли, отличаются от первых отсутствием выявленных скоплений углеводородов. Третья категория – малоперспективные земли, по результатам палеодинамических построений относятся к зонам транзита подземных вод и в их пределах нефтегазоносность не установлена.

Таблица 2

Характеристика перспективных участков для поисков нефти и газа по палеогеогеологическим данным

| Название перспективной зоны | Категория перспективности | Критерии перспективности | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---------|------------------------------|---|--------|-----------------------------|----------------------------|--|--|----------------------------------|
| | | M _{ср3} г/дм ³ | Тип вод | Особенности газового состава | МП _{ср3} (г/дм ³) | Hgr, м | Наличие переточных аномалий | Внутренние области питания | Vв (м ³ /км ²) | Притоки УВ максимальные (м ³ /сут.) | |
| | | | | | | | | | | нефти (м ³ /сут.) | газа (тыс. м ³ /сут.) |
| Тайдасская | высоко-перспективная | 25,5 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 5-30 | > 10 | вероятно | Витинская, Восточная | 35,2 | 264 | |
| Чузикско-Чижапская | | 25,3 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 20-30 | < 5 | установлено | Кенгская, Крыловская | 39,4 | 10 | 356 |
| Восточно-Межовская | | 37,6 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 15-20 | < 5 | вероятно | Буйновская, Витинская | 36,5 | 34 | 53 |
| Игольско-Таловая | | 20,9 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 20-30 | < 5 | не установлено | Бочкаревская, Айзаская | 15,2 | 46 | 2,3 |
| Сергеевская | | 25,8 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 5-30 | >10 | вероятно | Воробьевская, Пахомовская | 46,3 | 0,06 | - |
| Литковская | | 32,5 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 15-30 | < 5 | установлено | Ивановская, Бочкаревская | 16,7 | - | раствор. |
| Селимхановская | | 16,1 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 5-30 | < 10 | вероятно | Западно-Крыловская | 33,1 | - | раствор. |
| Чагвинская | | 20,0 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 20-30 | < 5 | не установлено | Еллей-Игайская | 39,6 | пленка | раствор. |
| Чековская | | 29,7 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 20-30 | < 5 | не установлено | Бочкаревская, Малоичская | 40,0 | пленка | - |
| Верхнекенгская | | 20,4 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 5-20 | >10 | вероятно | Парбигская, Восточная | 33,0 | - | раствор. |
| Ягыл-Яхская | | 20,0 | Cl-Na | CH ₄ , ΣТУ>5 | 20-35 | < 5 | вероятно | Бочкаревская, | 23,7 | - | раствор. |
| Большереченская | средне-перспективная | 28,5 | Cl-Na | CH ₄ , | 5-35 | >10 | вероятно | Никольская | 42,1 | - | - |
| Нововасильевская | | 20,0 | Cl-Na | CH ₄ | 20-35 | < 5 | вероятно | Ивановская | 28,5 | - | - |
| Бочкаревская | мало-перспективная | 28,1 | Cl-Na | CH ₄ | 20-35 | >10 | не установлено | Воробьевская | 45,3 | - | - |
| Олимпийская | | 15,7 | Cl-Na | CH ₄ | 2-30 | > 10 | вероятно | Парбигская | 44,7 | - | - |
| Западно-Крыловская | неперспективная | 22,0 | Cl-Na | CH ₄ | 5-30 | >10 | вероятно | Крыловская | 55,1 | - | - |
| Парбигская | | 20,1 | Cl-Na | CH ₄ | 2-20 | > 10 | вероятно | Кенгская | 51,6 | - | - |

Примечание: M_{ср} - средняя общая минерализация; Тип вод – химический тип подземных вод по классификации С.А. Щукарева; МП_{ср} – средняя соленость палеобассейна; Hgr - мощность георгиевского водоупорного горизонта; Vв - объем отжатых элизионных вод; раствор. - растворенный газ.

К неперспективным землям относятся территории: 1) с низкими значениями общей минерализации подземных вод, не превышающими 20-25 г/дм³; 2) с преобладанием континентальных условий осадконакопления в верхнеюрскую эпоху и развитием процессов инфильтрации атмосферных осадков; 3) являющиеся зонами питания подземных вод; 4) в пределах которых получены притоки подземных вод без признаков нефтегазоносности.

Опираясь на перечисленные критерии, установлено одиннадцать высокоперспективных зон для поиска новых залежей углеводородов (рис. 4). Остановимся более подробно на характеристиках высокоперспективных участков и рекомендациях по проведению дальнейших геологоразведочных работ.

Тайдасская зона расположена в северной части Межовского структурного мегамыса. В ее пределах открыты Ракитинское, Верх-Тарское, Восточно-Тарское и Тайдасское нефтяные месторождения. По данным палеогеогеологических построений этот участок является благоприятным для аккумуляции углеводородов.

Геолого-геофизическими методами зона изучена недостаточно. Основные перспективы связаны с ее восточной частью, которая характеризуется слабой разбуренностью.

Чузикско-Чижапская зона охватывает одноименную мезоседловину, западную часть Калгачского наклонного мегавала, Лавровский наклонный мезовал и Пудинское куполовидное мезоподнятия. В пределах этой зоны открыто самое большое количество месторождений УВ на территории исследования (Калиновое, Мирное, Останинское, Нижнетабаганское, Рыбальное и др. месторождения). Прямыми гидрогеохимическими критериями подтверждается нефтегазоносность всего участка. Изученность территории достаточно высокая, поэтому вероятность открытия крупных залежей крайне мала. В связи с этим рекомендуется проведение комплексных исследований с целью поиска ловушек литологического типа и пересмотра контуров существующих залежей.

Восточно-Межовская зона приурочена к Братскому валу, осложняющему Западно-Межовское куполовидное поднятие, расположенное в западной части Межовского структурного мегамыса. Здесь открыты Восточно-Межовское нефтяное и Веселовское газоконденсатное месторождения. Сочетание палеогеогеологических факторов привело к созданию благоприятных обстановок для аккумуляции углеводородов. Данный участок характеризуется высокой изученностью геолого-геофизическими методами, рекомендуется производить доизучение в южном и северном направлении (в сторону Веселовской и Малоичской площадей).

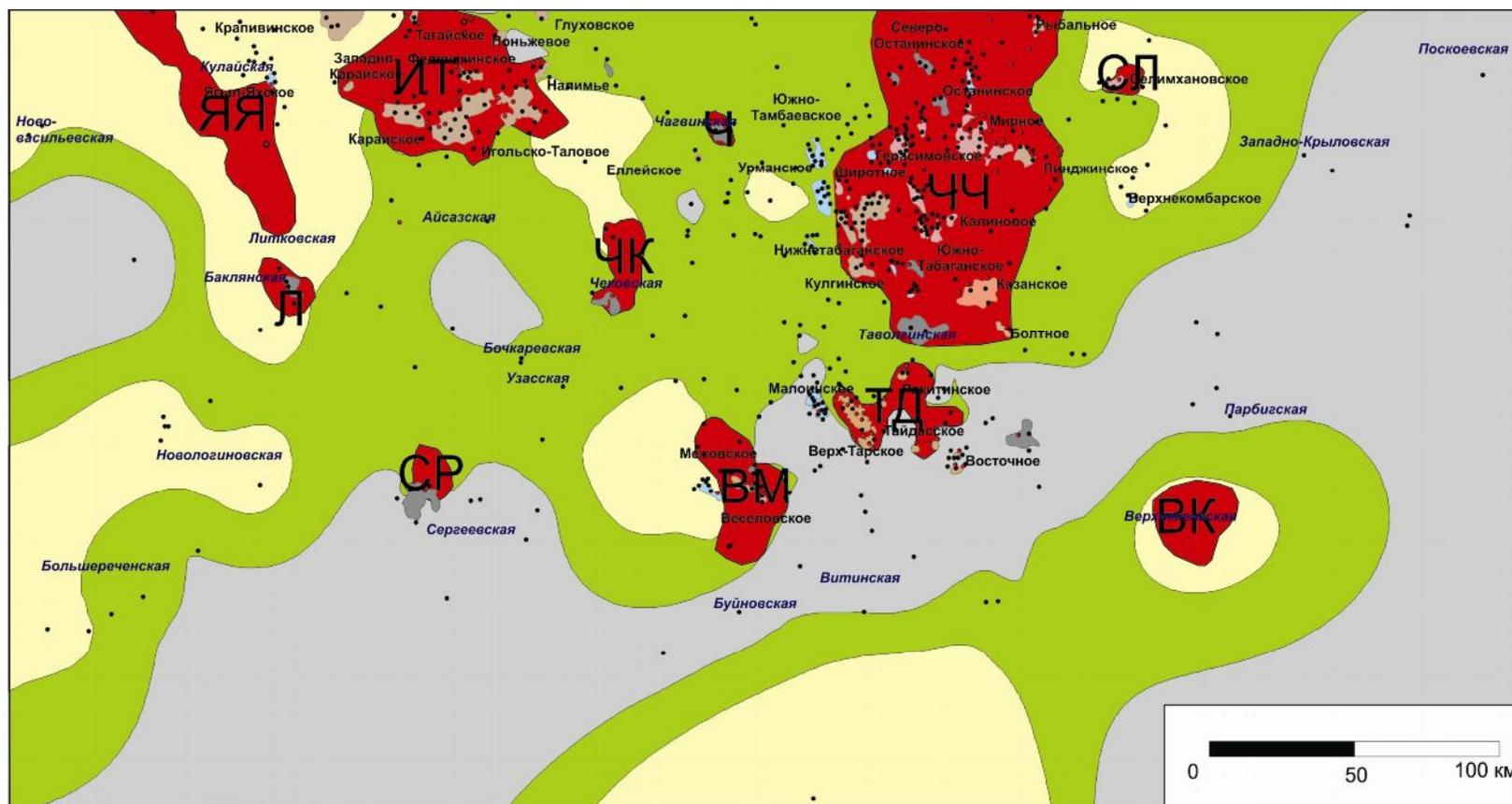


Рис. 4. Схема перспектив нефтегазоносности верхнеуральских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья

1-4 - участки, перспективные для поисков залежей нефти и газа: 1 - высокоперспективные, 2 - среднеперспективные, 3 - малоперспективные, 4 - неперспективные; 5-7 - месторождения с залежами в верхнеуральском комплексе: 5 - нефтяные, 6 - нефтегазоконденсатные, 7 - газовые и газоконденсатные; 8 - площади с установленными притоками УВ из верхнеуральского комплекса; 9 - месторождения углеводородов, не содержащие залежи в верхнеуральском комплексе; 10-11 - скважины: 10 - поисково-разведочные, 11 - с установленными при испытаниях притоками УВ; 12 - названия площадей; 13 - наименование перспективной зоны. Сокращения названий перспективных зон: ВМ - Восточно-Межовская; ВК - Верхнекенгская; ИТ - Игольско-Таловая; Л - Литковская; СР - Сергеевская; СП - Селимхановская; ТД - Тайдасская; Ч - Чагвинская; ЧК - Чековская; ЧЧ - Чузикско-Чижаспская; ЯЯ - Ягыл-Яхская.

Игольско-Таловая зона охватывает одноименное куполовидное поднятие и юго-восточный борт Нюрольской мегавпадины. В южной части зоны расположены Федюшкинское, Игольско-Таловое, Налимье, Тагайское месторождения. В северной части зоны получены многочисленные притоки углеводородов из верхнеюрского комплекса, однако там не открыто ни одного месторождения. Необходимо проведение комплексного анализа имеющегося материала для выявления структурно-литологических ловушек и определения местоположения новых поисково-разведочных скважин.

Сергеевская зона расположена в пределах одноименного куполовидного поднятия, осложняющего Северо-Межовскую мегамоноклинали в зоне ее сочленения с Колтогорско-Нюрольским желобом и Кыштовским наклонным мезопрогибом. В пределах данной зоны в результате испытания скважин получен приток нефти из скв. Сергеевская-1. По данным палеогидрогеологических построений эта зона находилась в благоприятных условиях для аккумуляции нефти. Вероятно, в образовании залежей будет высока роль перетока флюидов из ниже-среднеюрского и палеозойских комплексов. Ввиду низкой изученности геолого-геофизическими методами эта зона рекомендуется к доразведке.

Литковская зона находится на стыке южной части Верхневасюганской антеклизы и Муромцевско-Седельниковского наклонного прогиба. При испытании скв. Литковская-1 получен водорастворенный газ. Также получены притоки нефти на соседней Баклянкой площади. Зона изучена геолого-геофизическими методами крайне слабо. Ввиду благоприятных палеогидрогеологических характеристик, здесь рекомендуется постановка разведочных работ.

Селимхановская зона расположена в пределах Чинжарского куполовидного поднятия, осложняющего Горелоярское куполовидное мезоподнятие. В ее пределах открыто Селимхановское нефтегазоконденсатное месторождение. Изученность данной территории весьма низкая, рекомендуется доизучение данной структуры разведочным бурением.

Чагвинская зона расположена в пределах северной части Лавровского наклонного мезовала. При испытаниях из скв. Чагвинская-1 получены признаки нефти. По палеогидрогеологическим данным в течение оксфорд-титонского времени обстановки были весьма благоприятными для аккумуляции углеводородов. Изученность данной территории по сравнению с соседними мала, вследствие чего рекомендуется постановка геологоразведочных работ.

Чековская зона охватывает Зимнее куполовидное поднятие, расположенное в северо-западной части Северо-Межовской моноклинали на границе ее сочленения с Колтогорско-

Нюрольским желобом. На Чековской площади, в скв. 1 в ходе испытания получен приток воды с пленкой нефти. По палеогидрогеологическим данным зона является высокоперспективной. Изученность геолого-геофизическими методами слабая, в связи с чем зона рекомендуется для проведения сейсморазведочных работ и бурения разведочных скважин.

Верхнекенгская зона расположена в пределах Южно-Калгачского вала, осложняющего Барабинско-Пихтовую мегамоноклизу. В результате испытаний из единственной пробуренной здесь скважины получен приток воды с растворенным газом. По результатам палеогидрогеологических построений эта зона весьма перспективна для поисков залежей углеводородов, а степень ее изученности очень низкая. Рекомендуется детальная постановка разведочного бурения и сейсморазведки на данной площади.

Ягыл-Яхская зона охватывает южную часть Верхневасюганской антеклизы, расположенную вдоль борта Колтогорско-Нюрольского желоба. В скв. Ягыл-Яхская-1 получены признаки газа, а в скв. Кулайская-2 есть признаки нефтенасыщения по керну. Опробование проводилось преимущественно нижележащих комплексов тюменской свиты и палеозоя. Рекомендуется рассмотрение этого участка для дальнейших поисков углеводородов.

Необходимо отметить, что в пределах верхнеюрского комплекса южных районов Обь-Иртышского междуречья, помимо выделенных высокоперспективных зон, установлены мало- и среднеперспективные земли, которые на данный момент недостаточно изучены глубоким бурением. В их пределах по палеогидрогеологическим показателям вероятно открытие месторождений углеводородов в верхнеюрском комплексе. Рекомендуется доизучение этих территорий геолого-геофизическими методами и глубоким бурением.

Таким образом, применение комплекса палеогидрогеологических показателей для оценки перспектив нефтегазоносности позволило выявить в пределах верхнеюрских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья благоприятные области для генерации, аккумуляции и сохранения залежей нефти и газа. Предложенный комплекс показателей может быть применен для других районов Западно-Сибирского мегабассейна с целью выделения наиболее перспективных участков для поиска углеводородов.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект №11-05-98003-Р-Сибирь_a; НШ-НШ-4498.2012.5).

Литература

Алексеев Г.И., Андреев В.Н., Горелов А.А., Казьмин Л.Л. Методика изучения уплотнения терригенных пород при палеогеологических реконструкциях. - М.: Наука, 1982.- 144 с.

Буриштар М.С., Назаров А.Д. Методика построения региональных схематических карт палеогидродинамической обстановки // Советская геология. - 1970. - №9. - С. 19-33.

Валуконис Г.Ю. Генетические классификации гидрогеологических показателей нефтегазоносности // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений: сборник статей. - Львов, 1972. - С. 14-17.

Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья // Труды СНИИГИМС. - Л.: Гостоптехиздат, 1959. - Вып. 3. - 174 с.

Гуревич М.С. Гидрохимические и гидрогеологические показатели нефтегазоносности // Труды ВСЕГЕИ. - Л.: Гостоптехиздат, 1961. - Т. 46. - С. 393-423.

Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. - М.: Недра, 1986. - 222 с.

Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Сошников В.К., Юргин Г.А. Гидрогеологические показатели оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур. - М.: Недра, 1974. – 80 с.

Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1963. - 354 с.

Карцев А.А., Вагин С.Б., Басков Е.А. Палеогидрогеология. – М.: Недра, 1969. - 152 с.

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Нефтяная геология. - Труды СНИИГГиМС. - Л.: Недра, 1967. - Вып. 50. - 223 с.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Фомичев А.С. Геохимия битумоидов в подземных водах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений Сибири. - Труды СНИИГГиМС. - Новосибирск, 1976. - Вып. 231. - С. 5-25

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Лившиц В.Р. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих толщ Западной Сибири: матер. науч. совещ. - Новосибирск: изд-во СО РАН, 1999. - С.10-12

Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. - Новосибирск: изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. - 183 с.

Рыжкова С.В. Особенности нефтегазоносности и характер взаимоотношения васюганской, татарской и наунакской свит на юго-востоке Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2001. - № 10. - С. 40-45.

Садыкова Я.В., Новиков Д.А. Палеогидрогеологические реконструкции верхнеюрских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия ВУЗов. Нефть и газ. - 2010. - № 1. - С.18-25.

Садыкова Я.В. Палеогидрогеологические предпосылки нефтегазоносности верхнеюрских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья. - Автореферат диссертации на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2012. – 21 с.

Суббота М.И., Клейменов В.Ф., Стадник Е.В., Зорькин Л.М., Яковлев Ю.Я. Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа. - М.: Недра, 1990. - 221 с.

Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А. Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа. - М.: Недра, 1985. - 209 с.

Якобсон Г.П. Палеогидрогеологические и современные гидрогеологические закономерности формирования и размещения нефтегазовых месторождений. - М.: Недра, 1973. - 268 с.

Sadykova Ya.V.

Trofimuk Institute of oil-and-gas geology and geophysics SB RASS, Novosibirsk, Russia, sadykovayv@ipgg.sbras.ru

**PETROLEUM POTENTIAL FORECAST
(BASED ON PALEO-HYDROGEOLOGICAL DATA)
OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS –
SOUTHERN REGIONS OF OB-IRTISH INTERFLUVE**

The results of regional and zonal forecast of petroleum potential of the Upper Jurassic deposits of Ob-Irtish interfluve based on paleo-hydrogeological data are presented. The main paleo-hydrogeological criteria, which are traditionally used for forecasting, are considered. The hydro-geochemical peculiarities of the Upper Jurassic complex are determined. The results of paleo-hydrogeochemical and paleo-hydrodynamical reconstructions are given. The zones of hydrocarbon generation and accumulation are mapped. The main ways of fluid migration are established. The areas most promising for hydrocarbons are indicated. The further exploration activities in the region are substantiated.

Key words: *underground water, elision water-pressure system, water-soluble gas, paleo-hydrogeological criteria, paleo-hydrodynamic, petroleum potential prospects, perspective areas, Ob-Irtish interfluve.*

References

Alekseev G.I., Andreev V.N., Gorelov A.A., Kaz'min L.L. *Metodika izucheniya uplotneniya terrigennykh porod pri paleogeologicheskikh rekonstruktsiyakh* [The methods of study of consolidation of terrigenous rocks for paleo-geological reconstruction]. Moscow: Nauka, 1982, 144 p.

Burshtar M.S., Nazarov A.D. *Metodika postroeniya regional'nykh skhematicheskikh kart paleogidrodinamicheskoy obstanovki* [The method of regional schematic mapping of paleo-hydrodynamic conditions]. Sovetskaya geologiya, 1970, no. 9, p. 19-33.

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost' molodykh plit SSSR* [The thermal field and oil-and-gas potential of young plates of the USSR]. Moscow: Nedra, 1986, 222 p.

Gurari F.G. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya* [Geology and oil-and-gas potential prospects of Ob-Irtish interfluve]. Trudy SNIIGIMS. St. Petersburg: Gostoptehizdat, 1959, vol. 3, 174 p.

Gurevich M.S. *Gidrokhimicheskie i gidrogeologicheskie pokazateli neftegazonosnosti* [Hydrochemical and hydrogeological indices of oil-and-gas potential]. Trudy VSEGEI. St. Petersburg: Gostoptehizdat, 1961, vol. 46, p. 393-423.

Hodjakuliev Ya.A., Abukova L.A. *Paleogidrogeologicheskie issledovaniya pri poiskakh nefti i gaza* [Paleo-hydrogeological research during oil-and-gas prospecting]. Moscow: Nedra, 1985, 209 p.

Karcev A.A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Gydrogeology of oil and gas fields]. Moscow: Gostoptehizdat, 1963, 354 p.

Karcev A.A., Vagin S.B., Baskov E.A. *Paleogidrogeologiya* [Paleo-hydrogeology]. Moscow: Nedra, 1969, 152 p.

Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I. *Nefteproizvodyashchie tolshchi i usloviya obrazovaniya nefti v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Petroleum-producing layers and oil formation conditions in the Mesozoic sediment of West-Siberia lowland]. In: *Neftyanaya geologiya* [Oil geology]. Trudy SNIIGiMS. St. Petersburg: Nedra, 1967, vol. 50, 223 p.

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Fomichev A.S. *Geokhimiya bitumoidov v podzemnykh vodakh Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna* [Geochemistry of bitumen in underground waters of Western Siberia oil-and-gas basin]. In: *Geokhimicheskie kriterii perspektiv neftegazonosnosti mezozoiskih i paleozoiskih otlojenii Sibiri* [Geochemistry criteria of oil and gas content perspective of Siberian Mesozoic and Paleozoic sediments]. Trudy SNIIGGiMS. Novosibirsk, 1976, vol. 231, p. 5-25.

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Livshic V.R. *Neftematerinskie formatsii Zapadnoy Sibiri: staroe i novoe videnie problemy* [Oil-source formation of Western Siberia: previous and new insights into the issue]. Proceedings of scientific conference *Organicheskaya geokhimiya nefteproduktov Zapadnoy Sibiri* [Organic geochemistry of West Siberia Oil-source layers]. Novosibirsk: publishing house SB RASS, 1999, p.10-12

Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genesis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of the Paleozoic oil of southeastern Western Siberia]. Novosibirsk: publishing house SB RASS, branch «GEO», 2005, 183 p.

Ryjkova S.V. *Osobennosti neftegazonosnosti i kharakter vzaimootnosheniya vasyuganskoy, tatarskoy i naunakskoy svit na yugo-vostoke Zapadnoy Sibiri* [Peculiarities of petroleum potential and character of relationship between vasyuganskaja, tatarskaja i naunakskaja suites in southeast Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh mestorojdenii*, 2001, no. 10, p. 40-45.

Sadykova Ya.V. Novikov D.A. *Paleogidrogeologicheskie rekonstruktsii verkhneyurskikh otlozheniy yuzhnykh rayonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya* [Paleo-hydrogeological reconstructions of the Upper Jurassic sediments of the southern areas of Ob-Irtys interfluve]. *Izvestiya VUZov. Neft' i gaz*, 2010, no. 1, p.18-25.

Sadykova Ya.V. *Paleogidrogeologicheskie predposylki neftegazonosnosti verkhneyurskikh otlozheniy yuzhnykh rayonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya* [Paleo-hydrogeological background of petroleum potential of the Upper Jurassic sediments of the southern areas of Ob-Irtys interfluve]. Candidate of geologic-mineralogy science author's abstract. Novosibirsk: IPGG SB RASS, 2012, 21 p.

Subbota M.I., Kleimenov V.F., Stadnik E.V., Zor'kin L.M., Yakovlev Yu.Ya. *Interpretatsiya rezul'tatov gidrogeologicheskikh issledovaniy pri poiskakh nefti i gaza* [Interpretation of hydrogeological research results during oil-and-gas prospecting]. Moscow: Nedra, 1990, 221 p.

Valukonis G.Yu. *Geneticheskie klassifikatsii gidrogeologicheskikh pokazateley neftegazonosnosti* [Genetic classifications of hydrogeological indices of oil-and-gas potential]. Paper collection *Razvedka i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorojdenii* [Prospecting and development of oil and gas fields]. L'vov, 1972, p. 14-17.

Yakobson G.P. *Paleogidrogeologicheskie i sovremennye gidrogeologicheskie zakonomernosti formirovaniya i razmeshcheniya neftegazovykh mestorozhdeniy* [Paleo-hydrogeological and modern hydrogeological regularities of oil-and-gas fields formation and location]. Moscow: Nedra, 1973, 268 p.

Zor'kin L.M., Stadnik E.V., Soshnikov V.K., Yurgin G.A. *Gidrogeologicheskie pokazateli otsenki perspektiv neftegazonosnosti lokal'nykh struktur* [Hydrogeological indicators of oil-and-gas potential estimates of local structures]. Moscow: Nedra, 1974, 80 p.