

Прогноз фазового состояния углеводородов в природных резервуарах юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

И.В. Жилина*, Р.О. Кузнецов**

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *89163573819@mail.ru, **kuznetsovropng@gmail.com

Аннотация. Прогноз фазового состава углеводородов в резервуарах является актуальной задачей для эффективности поисков, разведки и добычи нефти и газа. Одним из ключевых принципов дифференциального улавливания является теория Максимова–Савченко–Гассоу, согласно которой фазовый состав углеводородов в ловушках зависит от термобарических условий в период формирования залежи. В работе выполнен анализ фазового насыщения ловушек на примере южных частей Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Дифференциальное улавливание углеводородов в этих двух примерах имеет обратную тенденцию, что также хорошо укладывается в существующую теорию. Показано возможное распределение фазового состава углеводородов в последовательности ловушек вверх по восстанию пласта для разных геологических объектов, что может послужить хорошей основой для снижения экономических рисков поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Ключевые слова: дифференциальное улавливание углеводородов, миграция и аккумуляция углеводородов, давление насыщения, давление пластовое, прогноз фазового состояния углеводородов, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

Для цитирования: Жилина И.В., Кузнецов Р.О. Прогноз фазового состояния углеводородов в природных резервуарах юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 118–229. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art8>

Введение

В условиях реальной экономической ситуации одной из приоритетных задач является оптимизация процессов добычи углеводородов, в том числе снижение рисков в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. В основе развития нефтегазодобывающего комплекса лежит оценка величины и структуры начальных геологических ресурсов углеводородов, включая дифференциацию по фазовому составу. В работе проанализированы южные районы Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций

(НГП). Несмотря на довольно хорошую изученность, проблема дифференцированного прогноза скоплений углеводородов по типам флюида остается актуальной.

Успехи, достигнутые современной теорией нефтегенеза в осадочных бассейнах, позволяют уверенно восстанавливать эволюцию нефтегазоносных бассейнов и их частей с момента образования органического вещества до процессов генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов в ловушках.

Принципиальная схема формирования месторождений нефти и газа может быть следующей: в диагенезе начинаются уплотнение осадков и первые существенные преобразования находящегося в нем органического вещества. Уплотнение, вызванное повышением давления и перестройкой структуры самого вещества, способствует перемещению углеводородов в нефтематеринской породе, а потом и в коллекторе. Этот процесс происходит активно в главной зоне нефтеобразования при достижении соответствующих термобарических условий (температура более 50 °С, давление более 15–20 мПа).

В настоящей работе авторы сконцентрировались на процессе вторичной миграции и дифференциации углеводородов в резервуарах.

По мере исследования вопроса формирования зон преимущественного нефте- и газонакопления рядом исследователей были выделены основные благоприятные факторы, влияющие на пространственную дифференцию месторождений нефти и газа. В основу этих исследований легли теория углеродного коэффициента [1, 2] и теория осадочно-миграционного образования нефти и газа [3–5]. Исследователи выделяли такие факторы, как термодинамический режим недр, история тектонического развития региона, тип рассеянного органического вещества, степень катагенетической преобразованности органического вещества, гидродинамический режим [4, 6–8].

Помимо перечисленных факторов, способствующих формированию зон преимущественно нефте- и газонакопления, необходимо учитывать влияние дифференциального улавливания углеводородов в ловушках в процессе

латеральной миграции. Как показали многочисленные исследования (С.П. Максимов, С.Г. Неручев, Т.А. Ботнева, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров и др.), латеральная миграция углеводородов ограничивается осевой зоной ближайшей крупной впадины. Флюиды начинают перемещаться от наиболее погруженных зон к периферийным, более приподнятым частям, по направлению снижения давления.

При латеральной миграции углеводородной смеси внутри одного резервуара вверх по восстанию заполняется ряд последовательно расположенных ловушек. Впервые такую закономерность в распределении скоплений нефти и газа объяснили канадский геолог У. Гассоу и российские ученые С.П. Максимов, В.П. Савченко и др. (1954 г.) [9].

Схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек Максимова–Савченко–Гассоу

Принципиально схему дифференциального улавливания углеводородов в последовательной цепи ловушек Максимова–Савченко–Гассоу при пластовом давлении ниже и выше давления насыщения можно показать на гипотетической схеме из 7 локальных поднятий, расположенных последовательно на одном тектоническом элементе большего порядка (рис. 1). Поток мигрирующих углеводородов движется вверх к более приподнятым частям. Авторы не касались механизма миграции – в данном случае безразлично, мигрируют ли углеводороды вместе с водой, единой разогретой газонефтяной смесью или находятся в свободной фазе.

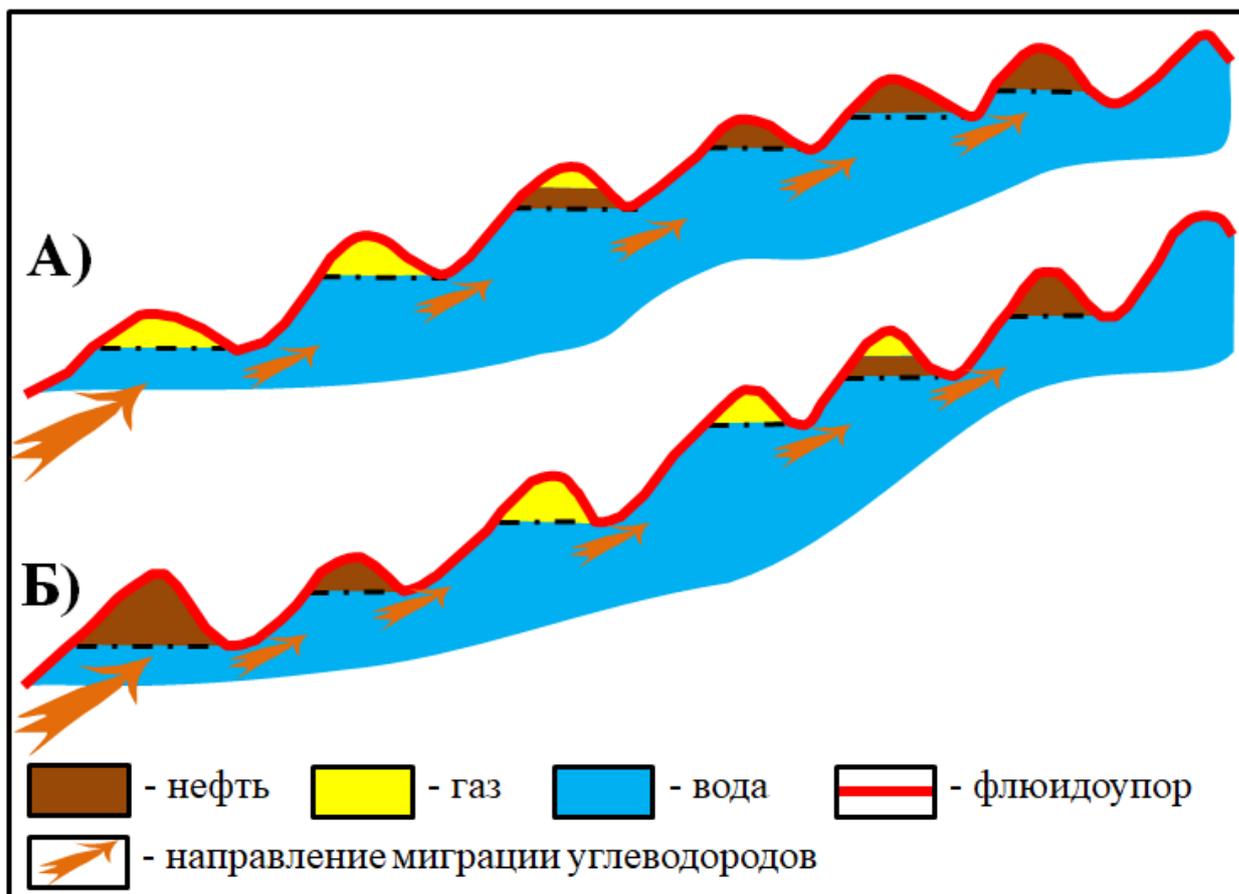


Рис. 1. Принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек Максимова–Савченко–Гассоу при пластовом давлении: а – ниже давления насыщения; б – выше давления насыщения [9]

Последовательность заполнения ловушек углеводородами зависит в первую очередь от разницы между пластовым давлением и давлением насыщения.

При пластовом давлении ниже давления насыщения (см. рис. 1а) первая ловушка, расположенная ближе к очагу нефтегазообразования, будет полностью заполнена газообразными углеводородами. Ловушка углеводородов, расположенная выше, гипсометрически заполняется газом с нефтяной оторочкой, а более высоко-расположенные в разрезе структуры – преимущественно нефтью, причем плотность нефти станет возрастать. Если объем генерации углеводородов был недостаточным или имели место существенные потери

углеводородов при вертикальной миграции по разломам и/или нарушениям надежности флюидоупоров, то расположенные еще выше положительные тектонические элементы будут содержать преимущественно воду.

В случае если пластовое давление больше, чем давление насыщения (см. рис. 1б), первая структура заполнится нефтью с полностью растворенным в ней газом. При перетоке этой нефти из ловушки в расположенную выше гипсометрически следующую ловушку, когда пластовое давление упадет ниже давления насыщения, часть растворенного газа в нефти выделится в свободную фазу и структура заполнится газом полностью или частично в зависимости от объема газа.

Следующая ловушка, которая расположена выше гипсометрически, будет заполнена газом и нефтью, а находящаяся еще выше ловушка – только нефтью. Ловушки с минимальной глубиной будут содержать непромышленные залежи нефти, нефтепроявления или могут быть водоносными.

Схема дифференциального улавливания углеводородов в южной части Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях

Первая схема дифференциального улавливания (см. рис. 1а) характерна для отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рис. 2), где на выявленных структурах между Зеленецким газовым и Ярегским нефтяным месторождениями можно прогнозировать открытие залежей смешанного фазового состояния или залежей легкой нефти [10]. Такая же картина наблюдается в Верхнепечорской впадине

и на Мичаю-Пашнинском валу. Вторая схема (см. рис. 1б) характерна для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Зональность в размещении нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений отчетливо проявляется на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и неоднократно отмечалась целым рядом исследователей (А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Москвин, И.И. Нестеров, Б.Н. Шурыгин и др.). Зоны нефтенакпления приурочены к центральным и более прогнутым частям нефтегазоносного бассейна, зоны газонакопления размещаются в относительно приподнятых, преимущественно окраинных зонах и на резких высокоамплитудных внутриплатформенных сводах и крупных валах.

В качестве объекта исследования выбраны верхнеюрские отложения (пласт Ю₁) юго-восточных районов Западной Сибири. На территории изучаемого района прослеживается довольно резкое разграничение зон нефте- и газонакопления.

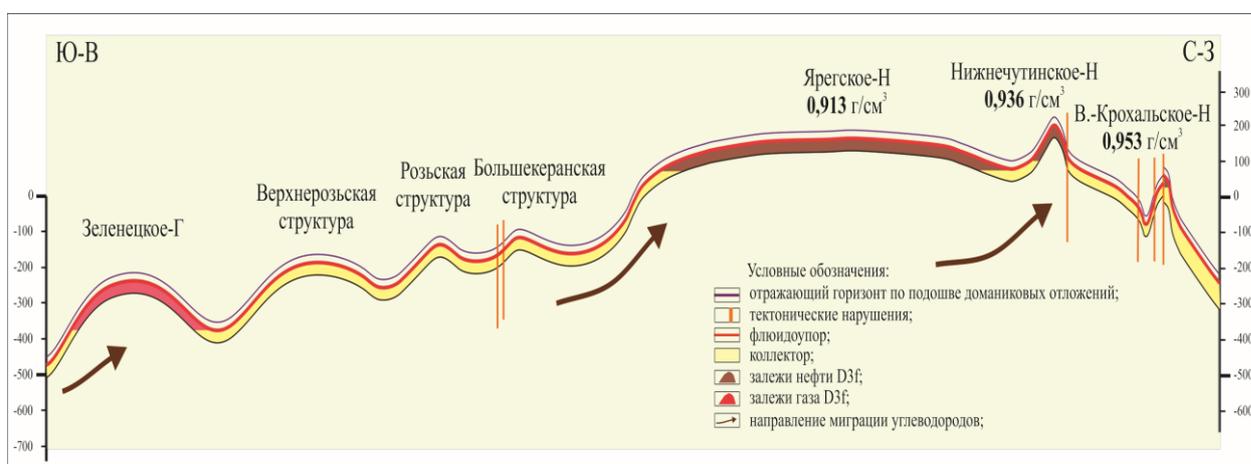


Рис. 2. Направление миграции углеводородов во франкских терригенных отложениях Ухта-Ижемского вала [10]

В целом, зональность проявляется следующим образом: на Сургутском, Нижневартовском, Каймысовском и Александровском сводах, в Юганской мегавпадине верхнеюрские продуктивные горизонты содержат лишь нефтяные залежи, а восточнее – на Среднеvasюганском, Парабельском мегавалах и Пудинском куполовидном мезоподнятии, наряду с нефтяными месторождениями, в отложениях юры открыт ряд газовых и нефтегазовых месторождений, в том числе таких крупных, как Мыльджинское, Лугинецкое и Казанское. Причем часто месторождения разного фазового состава приурочены к одному тектоническому элементу.

В рамках исследований по дифференциальному улавливаю углеводородов в ловушках авторами был

проведен анализ плотности нефти и изменения фазового состава углеводородов по трем разрезам, расположенным в южной части Нюрольской мегавпадины и на прилегающих положительных структурах второго порядка, на основе структурных карт [11, 12]. На этих разрезах приведена фактическая схема заполнения ловушек верхнеюрского возраста, находящихся на основных путях миграции нефти и газа из Нюрольского преимущественного нефтяного очага генерации углеводородов.

На первом разрезе (рис. 3) проиллюстрировано изменение плотности нефти по пути миграции от Нюрольской впадины вверх по склону Верхнеvasюганской антеклизы (Моисеевское, Крапивинское, Карайское, Игольско-Таловое месторождения).

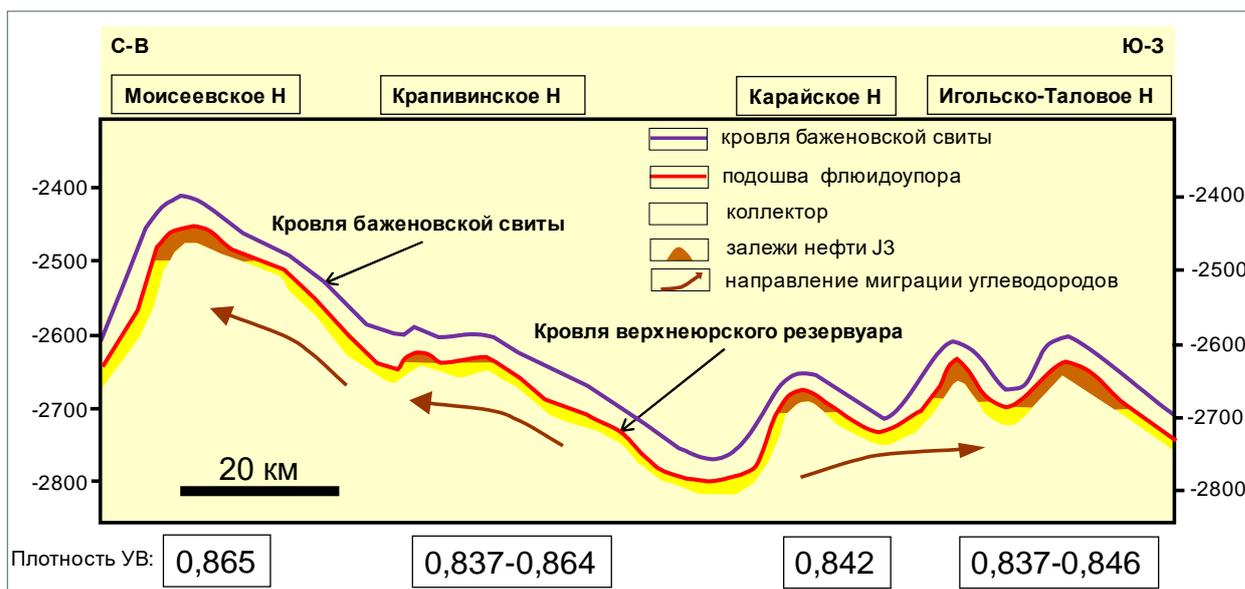


Рис. 3. Изменение плотности нефти для залежей в верхнеюрских отложениях по разрезу №1 (Нюрольская мегавпадина – Верхнеvasюганская антиклизы)

По мере заполнения ловушек на пути миграции увеличивается плотность нефти: на Карайском месторождении она составляет $0,842 \text{ г/см}^3$, для залежи Игольско-Талового месторождения, расположенного выше

гипсометрически, – примерно $0,837\text{--}0,846 \text{ г/см}^3$, для Крапивинского и Моисеевского месторождений, расположенных к северо-западу, плотность изменяется от $0,837$ до $0,864 \text{ г/см}^3$, соответственно.

Несмотря на то, что в этой зоне не наблюдается ярко выраженной закономерности распределения месторождений со сменой фазового состава углеводородов в залежах, тем не менее довольно хорошо прослеживается тенденция увеличения плотности нефти по пути миграции вверх по восстанию пласта.

Кроме того, согласно принципу Максимова–Савченко–Гассоу для этих месторождений характерно преобладание

пластового давления над давлением насыщения в момент формирования залежей.

На втором разрезе (рис. 4), расположенном в южной части Нюрольской мегавпадины и на склоне Средне-Васюганского мегавала, распределение фазового состояния углеводородов согласно принципу дифференциального улавливания Максимова–Савченко–Гассоу наблюдается в верхнеюрских ловушках терригенного комплекса с юго-запада на северо-восток.

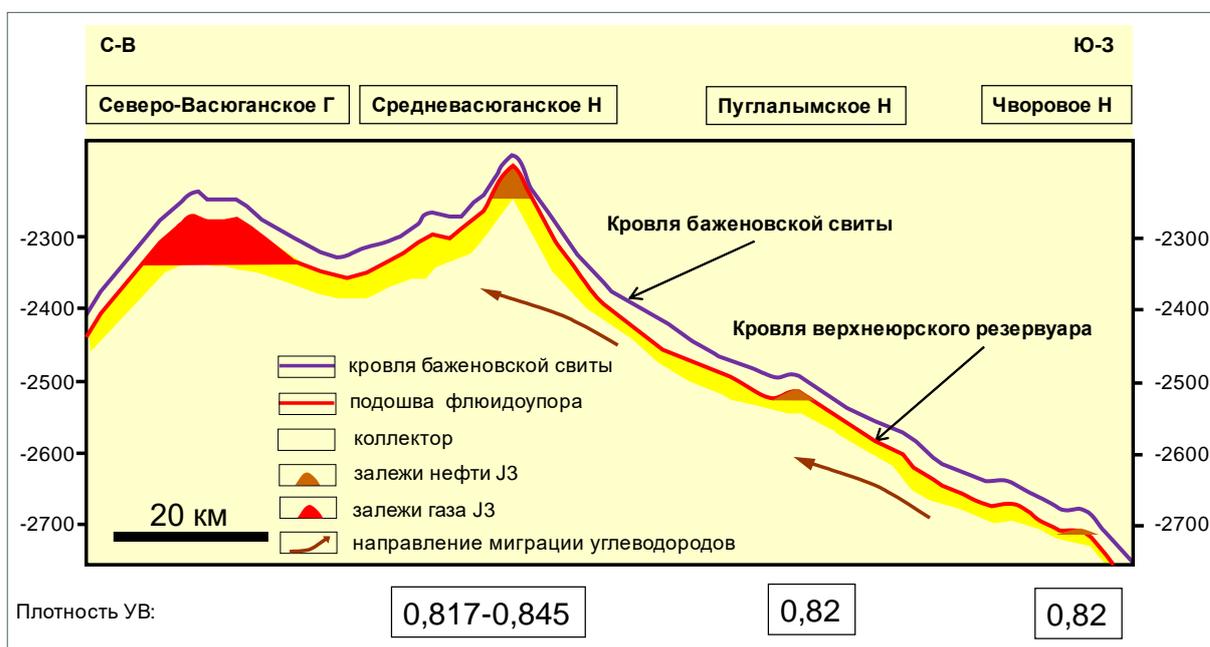


Рис. 4. Изменение плотности нефти для залежей в верхнеюрских отложениях по разрезу №2 (Нюрольская мегавпадина – Средне-Васюганский мегавал)

Плотность нефти на этих месторождениях увеличивается вверх по восстанию пласта Ю₁ от 0,82 г/см³ на Чворовом и Пуگلалымском нефтяных месторождениях до 0,845 г/см³ на Средне-васюганском нефтяном месторождении. Этот факт подтверждает принцип Максимова–Савченко–Гассоу для указанных месторождений и говорит о преобладании пластового давления над давлением насыщения в момент формирования залежей. Далее происходит смена фазового состава углеводородов в залежах верхнеюрских отложений, связанная с выравниванием давления насыщения и

пластового давления в момент формирования залежей. Расстояние между Средне-васюганским (нефтяным) и Северо-Васюганским (газоконденсатным) месторождениями, расположенными на Средне-васюганском валу, составляет менее чем 20 км.

Третий разрез простирается с юго-запада на северо-восток в пределах Нюрольской мегавпадины и Шингинской мезоседловины, включает Верхнесалатское и Южно-Мыльджинское нефтяные месторождения, а также Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 5).

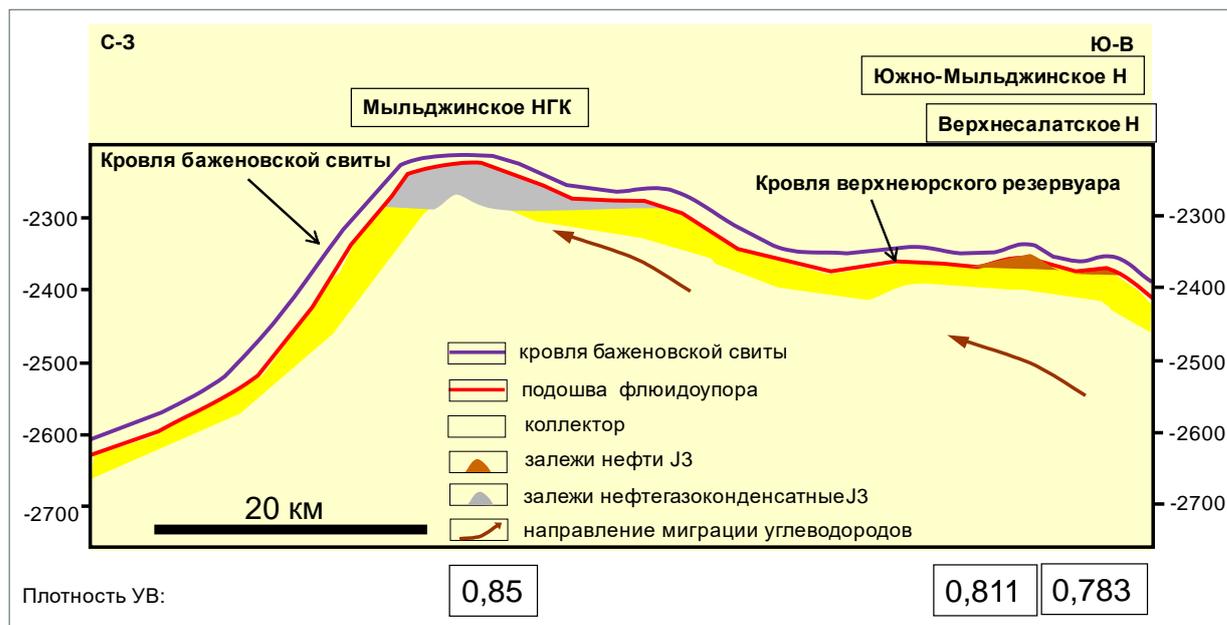


Рис. 5. Изменение плотности нефти для залежей в верхнеюрских отложениях по разрезу №3 (Нурольская мегавпадина – Шингинская мезоседловина)

Плотность нефти в этой последовательности также увеличивается по пути миграции и происходит смена фазового состава углеводородов, что также говорит о преобладании пластового давления над давлением насыщения в момент формирования залежей.

Из проведенного анализа видно, что фактическое распределение залежей углеводородов в верхнеюрском комплексе юго-восточных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции происходит согласно второму типу принципа Максимова–Савченко–Гассоу, когда в момент формирования залежей давление насыщения превышает пластовое давление.

Прогноз фазового состава на основе соотношения пластового давления и давления насыщения

Помимо изучения изменения плотности нефти и смены фазового

состава углеводородов вверх по восстанию продуктивного пласта, в работе предпринята попытка выполнить прогноз фазового состава на основе соотношения пластового давления и давления насыщения в момент формирования залежей согласно принципу Максимова–Савченко–Гассоу.

Из результатов работы [13] видно, что современные очертания и амплитуду большинство структур в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции приобрело в постсенноманское время. Следовательно, верхнеюрские залежи формировались преимущественно в кайнозойское время.

В рамках исследований был сформирован банк данных по месторождениям в верхнеюрских отложениях на юго-востоке Западной Сибири. Построены карты распределения пластового палеодавления и палеодавления насыщения.

Для расчета пластового палеодавления за основу было взято гидростатическое давление в пласте на момент формирования верхнеюрских залежей. Палеодавление насыщения рассчитывалось с учетом данных А.Н. Фомина по отражательной способности витринита [14] и зависимости температуры от значений катагенетической зрелости витринита на момент формирования залежей [15]. Для лучшей калибровки были построены «современные» карты

разницы между резервуарным давлением и давлением насыщения с учетом плотности углеводородов.

В результате была получена карта разницы между резервуарным давлением и давлением насыщения, которая схожа с таковой для резервуарного палеодавления и палеодавления насыщения и показывает, где согласно принципу Максимова–Савченко–Гассоу могут быть открыты месторождения нефти или газа (рис. 6).

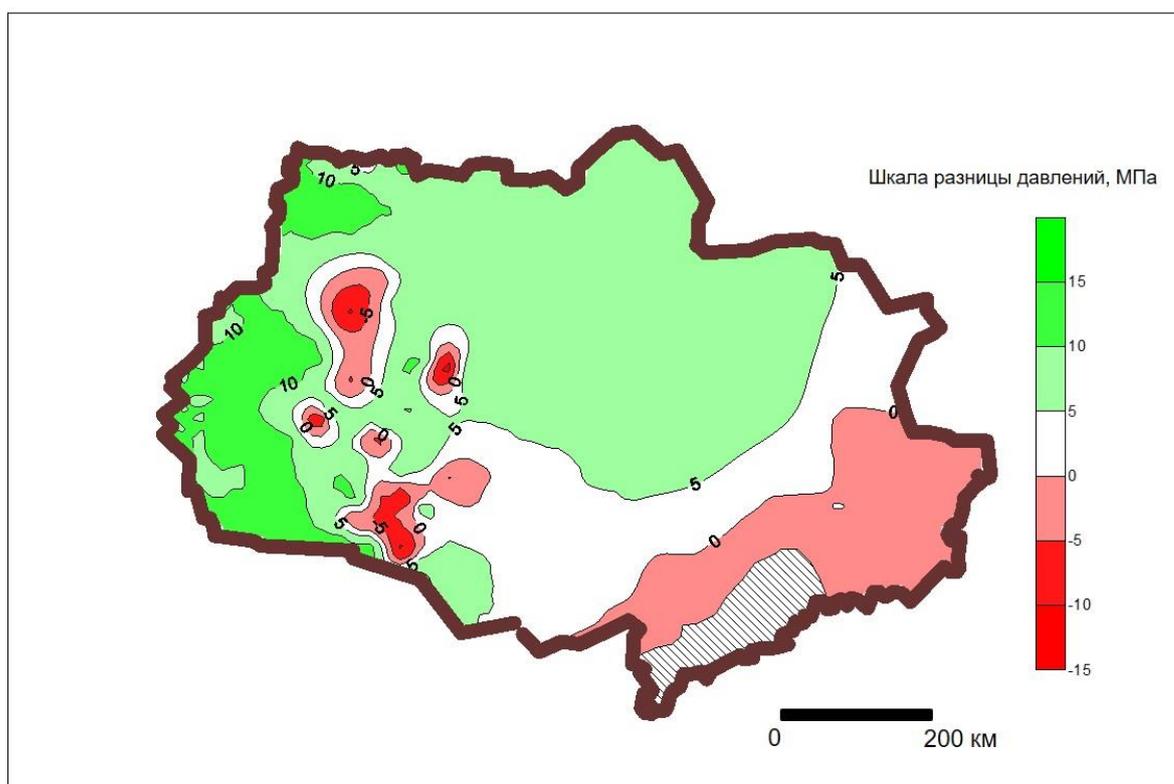


Рис. 6. Карта разницы между давлением насыщения и пластовым давлением в верхнеюрских резервуарах в юго-западной части Западно-Сибирской НГП (Томская область), заштрихованная область – зона отсутствия верхнеюрского комплекса

Анализ карты, построенной с учетом плотностей углеводородов (см. рис. 6) показывает, что в западной части расположены территории с преобладанием резервуарного давления над давлением насыщения. Средний уровень превышения давления

пластового над давлением насыщения для верхнеюрских резервуаров составляет не более 10 МПа, что говорит о том, что в этой части территории исследования будут формироваться месторождения нефтяные с растворенным газом.

Восточнее выделяется область, где давления насыщения менее давлений резервуарных. Для этих зон будет характерно разделение углеводородной смеси и выделение газовых шапок и газовых залежей на месторождениях. В северо-восточной части будет располагаться область с превышением давления резервуарного над давлением насыщения, а к юго-востоку можно будет наметить области, где возможно выделение газовых залежей и газовых шапок на потенциальных месторождениях, при наличии всех необходимых условий для формирования и сохранения залежей.

Полученные данные хорошо согласуются с фактическим расположением открытых месторождений, а также с предыдущими исследованиями одного из авторов, выполненными по другой методике [16].

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. *Крамбейн У., Кауфмен М., Мак-Кеммен Р.* Модели геологических процессов. Введение в математическую геологию / Пер. с англ. Р.И. Когана; под ред. и с предисл. Д.А. Родионова. М.: Мир, 1973. 150 с.
2. *Аленин В.В., Батулин Ю.Н., Белонин М.Д.* и др. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ, 2000. 189 с.
3. *Галкин В.И., Галкин С.В., Левинзон И.Л., Пономарев В.А.* Прогнозирование нефтегазоносности локальных структур вероятностно-статистическими методами // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1997. № 1. С. 31–35.
4. *Курчиков А.Р.* Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992. 231 с.
5. *Харбух Дж.У., Давтон Дж.Х., Дэвис Дж.У.* Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть / Пер. с англ. С.И. Щегловой; под ред. М.С. Модлевского. М.: Недра, 1981. 246 с.

Выводы

Несмотря на обратную тенденцию заполнения ловушек углеводородами разных типов в Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, эти закономерности полностью объясняются принципом дифференциального улавливания Максимова–Савченко–Гассоу и зависят от термобарических условий в пласте на момент формирования залежей.

Построенные карты распространения разницы между пластовым давлением и давлением насыщения, отражающие палео- и современные термобарические условия в резервуаре, показывают области преимущественно газо- и нефтенакопления. Эти результаты могут послужить хорошей основой для поиска и разведки месторождений нефти и газа.

6. *Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И.* и др. Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 350 с.
7. Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов: Сб. ст. / Отв. ред. Ю.Н. Карогодин, Н.П. Запивалов. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1990. 224 с. (Труды Института геологии и геофизики. Вып. 743).
8. *Резник В.С.* Метод вероятностной оценки ресурсов нефти и газа седиментационных бассейнов // Геология нефти и газа. 1984. № 4. С. 24–29.
9. *Максимов С.П.* Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа / Под ред. А.А. Трофимука. М.: Недра, 1964. 486 с.
10. *Гурова Д.И.* Фазовая зональность распределения углеводородов в южной части Тимано-Печорской НГП согласно принципу дифференциального улавливания // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 17–22. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200721>
11. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э.* и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1832–1845.
12. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, фил. «ГЕО», 2002. 253 с.
13. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К.* и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
14. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2011. 331 с.
15. *Barker C.E., Goldstein R.H.* Fluid-inclusion technique for determining maximum temperature in calcite and its comparison to the vitrinite reflectance geothermometer // Geology. 1990. Vol. 18, No. 10. P. 1003–1006. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1990\)018%3C1003:FITFDM%3E2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1990)018%3C1003:FITFDM%3E2.3.CO;2)
16. *Жилина И.В.* Анализ пространственного распространения ресурсов верхнеюрского комплекса по типам флюида (Томская область) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 1. С. 105–111.

Информация об авторах

Инна Вячеславовна Жилина – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, 89163573819@mail.ru

Роман Олегович Кузнецов – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, kuznetsovroipng@gmail.com

Поступила в редакцию 11.10.2023

Forecast of the phase state of hydrocarbons in natural reservoirs of the southeast of the West Siberian oil and gas province

I.V. Zhilina*, R.O. Kuznetsov**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *89163573819@mail.ru, **kuznetsovroipng@gmail.com

Abstract. Forecast of the phase composition of hydrocarbons in reservoirs is an actual task for the efficiency of oil and gas exploration and production. One of the key principles of differential capture is the Maksimov–Savchenko–Gassou theory, according to which the phase composition of hydrocarbons in traps depends on thermobaric conditions during the formation of the fields. This work analyzes the phase saturation of traps using the example of the southern parts of the West Siberian and Timan-Pechora oil and gas provinces. The differential capture of hydrocarbons in these two provinces has the opposite trend, which nevertheless fits well with the existing theory. The possible distribution of the phase composition of hydrocarbons in the sequence of traps upwards of the reservoir for different geological objects is shown, which can serve as a good basis for reducing the economic risks of exploring oil and gas fields.

Keywords: differential capture of hydrocarbons, migration and accumulation of hydrocarbons, saturation pressure, reservoir pressure, forecast of the phase state of hydrocarbons, West Siberian oil and gas province

Citation: Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Forecast of the phase state of hydrocarbons in natural reservoirs of the southeast of the West Siberian oil and gas province // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 118–129. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art8> (In Russ.).

References

1. *Krumbein W.C., Kaufman G., McCammon R.B.* Models of geologic processes. An introduction to mathematical geology / Transl. from Engl. by R.I. Kogan; ed. and intr. by D.A. Rodionov. Moscow: Mir, 1973. 150 p. (In Russ.).
2. *Alenin V.V., Baturin Yu.N., Belonin M.D.* et.al. Methodological guidelines for the quantitative and economic assessment of oil, gas and condensate resources in Russia. Moscow: VNIGNI, 2000. 189 p. (In Russ.).
3. *Galkin V.I., Galkin S.V., Levinzon I.L., Ponomarev V.A.* Forecasting the oil and gas content of local structures using probabilistic and statistical methods // Oil and Gas Studies. 1997. No. 1. P. 31–35. (In Russ.).
4. *Kurchikov A.R.* Hydrogeothermal criteria for oil and gas potential. Moscow: Nedra, 1992. 231 p. (In Russ.).
5. *Harbaugh J.W., Doveton J.H., Davis J.C.* Application of probabilistic methods in oil exploration. New York: Wiley, 1977. 269 p.
6. *Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I.* et.al. Forecast of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 1981. 350 p. (In Russ.).
7. Lithmological patterns of placement of reservoirs and hydrocarbon deposits: Collected papers. / Ed. by Yu.N. Karogodin, N.P. Zapivalov. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1990. 224 p. (Transactions of the Institute of Geology and Geophysics. Iss. 743). (In Russ.).

8. *Reznik V.S.* Probability method of evaluation of oil and gas resources in sedimentary basins // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1984. No. 4. P. 24–29. (In Russ.).
9. *Maksimov S.P.* Patterns of location and conditions for the formation of oil and gas fields / Ed. by A.A. Trofimuk. Moscow: Nedra, 1964. 486 p. (In Russ.).
10. *Gurova D.I.* Phase zonation of distribution of hydrocarbons in the southern part of the Timan-Pechora oil and gas province according to the principle of differential entrapment // *SOCAR Proceedings*. 2022. No. S2. P. 17–22. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200721> (In Russ.).
11. *Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E.* et al. Tectonic structure and history of the evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic // *Geologiya i Geofizika*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1832–1845. (In Russ.).
12. *Kontorovich V.A.* Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic–Cenozoic deposits of the southeastern regions of West Siberia. Novosibirsk: Publ. House of SB RAS, GEO Br., 2002. 253 p. (In Russ.).
13. *Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K.* et al. Geology of oil and gas of Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975. 680 p. (In Russ.).
14. *Fomin A.N.* Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2011. 331 p. (In Russ.).
15. *Barker C.E., Goldstein R.H.* Fluid-inclusion technique for determining maximum temperature in calcite and its comparison to the vitrinite reflectance geothermometer // *Geology*. 1990. Vol. 18, No. 10. P. 1003–1006. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1990\)018%3C1003:FITFDM%3E2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1990)018%3C1003:FITFDM%3E2.3.CO;2)
16. *Zhilina I.V.* Analysis of the spatial distribution of resources of the Upper Jurassic complex by fluid types (Tomsk region) // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2004. No. 1. P. 105–111. (In Russ.).

Information about the authors

Inna V. Zhilina – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, 89163573819@mail.ru

Roman O. Kuznetsov – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, kuznetsovroipng@gmail.com

Received 11.10.2023