

ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ПРИУРОЧЕННОСТЬ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ИЗВЕСТНЯКАХ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА РТ И СТРУКТУРА ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

Морозов В.П.¹, Королев¹ Э.А., Пикалев² С.Н.

¹Казанский госуниверситет; ²ЗАО «ТАТЕХ», г. Альметьевск

Объектами настоящих исследований являются промышленно нефтеносные известняки турнейского яруса нижнего карбона юго-востока Республики Татарстан (РТ). Выбор в качестве объектов исследования известняков названного возраста продиктован тем, что среди карбонатных пород нижнего и среднего карбона они занимают первое место по запасам нефти. Изученные месторождения располагаются в пределах восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода. Породы-коллекторы представлены в различной степени измененными вторичными процессами известняками органогенной природы. Приуроченность мощной толщи нефтенасыщенных известняков к названным отложениям обусловлена наличием перекрывающей их мощной терригенной толщи пород визейского яруса, обладающих существенной глинистостью.

Сформированные в пределах известняков турнейского яруса нефтяные залежи относятся к массивным неоднородным и контролируются положительными структурами различного порядка [4]. Тектоническое положение месторождений, в которых известняки турнейского яруса повсеместно являются нефтеносными, контролируется, как правило, структурами второго порядка: валы, валообразные зоны, валообразные структуры.

Однако в пределах месторождений промышленно значимая нефтенасыщенность известняков контролируется структурами III-IV порядков. Например, в пределах Демкинского месторождения, расположенного на восточном борту Мелекесской впадины, среди нефтенасыщенных органогенно-обломочных известняков промышленно значимой нефтеносностью обладают лишь известняки наиболее высокоамплитудных Демкинского и Кривоозеркинского поднятий, тогда как нефтенасыщенные известняки других поднятий, меньших по размеру и амплитуде, не являются промышленно значимыми (рис. 1).

Другой пример. В пределах Онбийского месторождения, расположенного на западном склоне Южно-Татарского свода, промышленно нефтеносными образованиями являются такие же известняки, приуроченные к высоко- и среднеамплитудным поднятиям. Тогда как также нефтенасыщенные известняки малоамплитудных поднятий не обладают промышленной нефтенасыщенностью.

Из рисунка 1 следует, что современный уровень ВНК в пределах более высокоамплитудных поднятий располагается выше, чем ВНК в менее амплитудных поднятиях. Такой факт указывает, что более высокоамплитудные поднятия являются более высоко проницаемыми, чем менее амплитудные. Последнее хорошо объяснимо с позиций флюидодинамической концепции формирования промышленной нефтеносности [12].

В пределах изученных месторождений наблюдается определенная связь размеров поднятий (амплитуды поднятий) с:

- емкостно-фильтрационными (коллекторскими) свойствами известняков (рис. 2а, б),
- дебитом нефти (рис. 2в), флюида, а также соотношения нефти и воды во флюиде,

- типом структуры пустотного пространства коллекторов (фото 1),
- характером их нефтенасыщенности (фото 2).

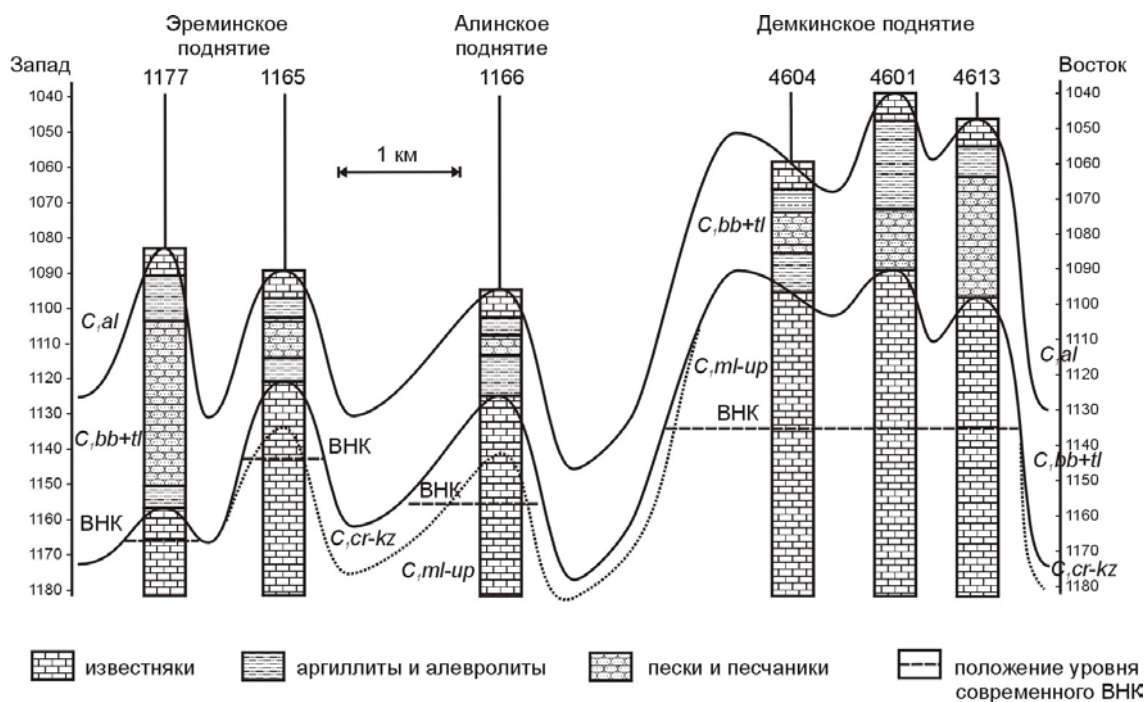


Рис. 1. Геологический разрез Демкинского месторождения.

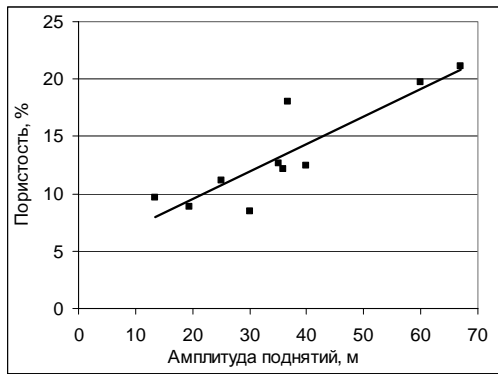
Самой важной зависимостью является первая из вышеперечисленных. Она определяет все другие.

В качестве иллюстрации связи амплитуды поднятий с коллекторскими свойствами пород могут служить также данные таблицы 1.

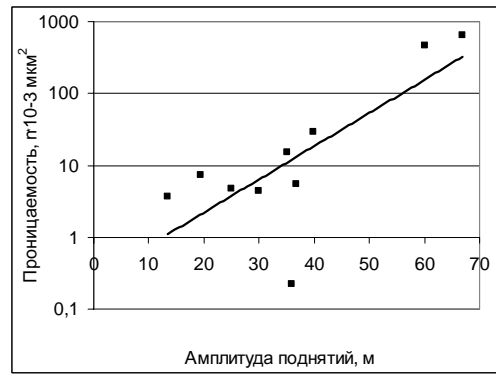
В настоящей работе под пустотным пространством понимается та часть объема горных пород, которая не заполнена минеральным веществом и может быть занята жидкостью или газом. В составе пустотного пространства по геометрическим критериям могут быть выделены пористость, кавернозность и трещиноватость [1, 5, 15]. Однако вследствие того, что трещиноватость в коллекторах турнейского возраста развита крайне слабо, в настоящей работе она не рассматривается.

Оптико-микроскопическое исследование пустотного пространства в различной степени нефтенасыщенных известняков показало, что среди них можно выделить два основных типа коллекторов: поровые и кавернозные (см. фото 1).

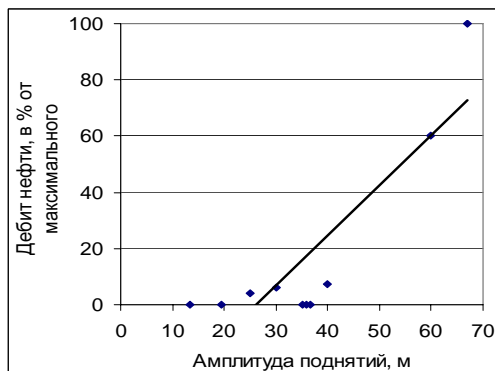
Под поровыми коллекторами в настоящей работе понимаются нефтенасыщенные известняки, обладающие межзерновой пористостью; под кавернозными – известняки, обладающие межагрегатной пористостью или кавернозностью [1]. Межзерновая пористость коллекторов формируется на стадиях седиментогенеза-катагенеза известняков, тогда как межагрегатная является результатом вторичных наложенных процессов [3].



а

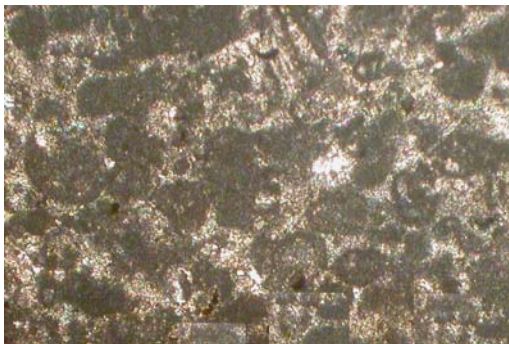


б



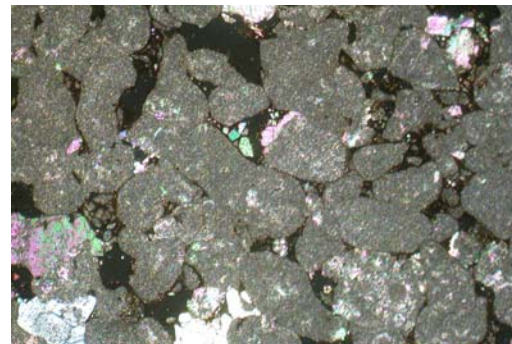
в

Рис. 2. Графики зависимости пористости (а), проницаемости (б) и дебита нефти (в) от амплитуды поднятий на Демкинском и Онбийском месторождениях.



1 мм

а



1 мм

б

Фото 1. Упинский горизонт нижнетурнейского подъяруса. Демкинское месторождение. Известняки органогенно-обломочные фораминиферовые нефтенасыщенные: а – поровый коллектор (скважина 1164), б – кавернозный коллектор.



Неравномерно нефтенасыщенный керн. Скважина 1166, Алинское поднятие (см. рис. 1). Непромышленная залежь.



Равномерно нефтенасыщенный керн. Скважина 4606, Демкинское поднятие (см. рис. 1). Промышленная залежь.

Фото 2. Нефтенасыщенность керна Демкинского месторождения. Глубина увеличивается слева направо и сверху вниз. Выход керна 100%.

Таблица 1

Емкостно-фильтрационные свойства известняков турнейского яруса

Место-рождение	Номер скважины Значимость залежи	Амплитуда поднятия, где расположена скважина, м	Коллекторские свойства		Тип коллектора	Характер нефтенасыщенности	Заполненность пустотного пространства флюидом	Дебит нефти, % от максимального значения
			Пористость, %	Проницаемость, $n \cdot 10^{-3}$ мкм ²				
Демкинское	1165 Не промышленная	35	$\frac{7,95}{0,4 - 18,8}$	$\frac{0,77}{0,0 - 22,7}$	Поровый	Неравномерная	Нефть + вода	Вода
	4606 Промышленная	67	$\frac{15,5}{2,3 - 24,8}$	$\frac{432,11}{0,3 - 2680,7}$	Кавернозный	Равномерная	Преимущественно нефть	100
Онбийское	11845 Не промышленная	15	$\frac{8,75}{0,3 - 15,4}$	$\frac{1,36}{0 - 34,0}$	Поровый	Неравномерная	Нефть + вода	Вода
	11521 Промышленная	30	$\frac{11,26}{7,1 - 19,5}$	$\frac{34,7}{0,0 - 152,6}$	Смешанный: поровый и кавернозный	Равномерная	Преимущественно нефть	14

Примечание: в ячейках таблицы даны значения $\frac{\text{среднее}}{\text{минимум} - \text{максимум}}$.

На вторичную природу кавернозности, образованной в результате выщелачивания, косвенно указывают данные Н.К.Фортунатовой [11], согласно которым пористость многих различных по генезису и не подверженных вторичным изменениям известняков, включая рассматриваемые в настоящей работе, характеризуется весьма близкими величинами.

Известняки, относящиеся к поровому типу коллекторов, обычно обладают пористостью после экстракции углеводородов до 5-8%, и проницаемостью по воздуху до $n \cdot 10^{-3}$ мкм² (n – первые единицы). Часто по экспериментальным определениям их проницаемость равна нулю. Известняки с такой пористостью даже, несмотря на их макроскопически видимую нефтенасыщенность, не относятся к промышленному типу коллекторов.

Известняки, относящиеся к кавернозному типу коллекторов, обладают пористостью более 10% и проницаемостью более $10 \cdot 50 \cdot 10^{-3}$ мкм². В шлифах размер каверн обычно оценивается величиной более 0,1-0,2 мм, иногда каверны видны даже невооруженным глазом и их размер составляет до 1-3 мм. Формирование кавернозности по оптико-микроскопическим наблюдениям заключается в растворении кальцита, цементирующего органические остатки, и, естественно, выносе части растворенного вещества.

Описываемая кавернозность встречается лишь в органогенно-обломочных известняках. Среди других изученных известняков турнейского яруса (биокластовых и обломочных) развитие кавернозности не обнаружено.

Объяснение приведенным фактам о выщелачивании лишь известняков органогенной природы заключается в том, что органические остатки известняков являются органо-минеральными образованиями и являются более устойчивыми к процессам растворения, тогда как неформенный кальцит, являющийся цементом, более подвержен вторичным преобразованиям. Поэтому известняки, содержащие органические остатки, в отличие от других известняков, которые не сложены компонентами, поведение которых может быть различным, могут менять под влиянием внешних факторов свои емкостно-фильтрационные характеристики, прежде всего, благодаря высокой способности изначально пелитоморфного кальцита к растворению-кристаллизации.

К тому же, хорошо известно, что процесс растворения кальцита известняков при прочих равных условиях (давление, температура) значительно интенсивнее происходит в открытой системе (проницаемые покрышки), чем в закрытой (идеальные покрышки) [7, 10, 13]. Рентгенографическое изучение минерального состава глинистых покрышек над залежами показывает, что над крупными залежами в пределах высокоамплитудных поднятий наблюдается процесс отрицательной трансформации глинистых минералов [9], что называют регрессивным эпигенезом [8].

На наличие двух типов коллекторов указывают также данные определения емкостно-фильтрационных свойств нефтенасыщенных известняков. На графиках рисунка 3 показано распределение пористости и проницаемости по частоте встречаемости. Исходными данными для построения графиков служил керновый материал Демкинского месторождения, представленный лишь органогенно-обломочными известняками. Для построения графиков использовались данные по четырём скважинам: известняки двух из них по результатам оптико-микроскопического определения являлись коллекторами порового типа, двух дру-

гих – кавернозного. Бимодальный характер распределения пористости и проницаемости на графиках прямо указывает на наличие двух типов коллекторов.

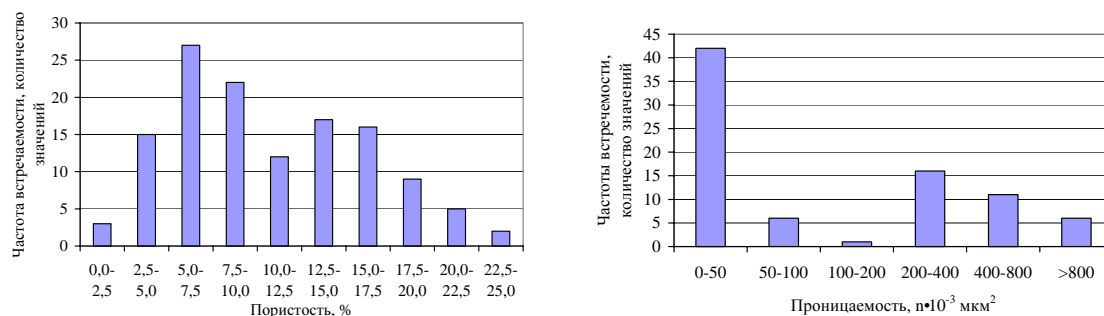


Рис. 3. Частота встречаемости значений пористости (а) и проницаемости (б) в нефтенасыщенных известняках верхнетурнейского подъяруса Демкинского месторождения.

Однородность-неоднородность нефтенасыщенных зон массивных залежей может быть объяснена исходя из возможности дифференциации флюидов либо по диффузионному механизму, либо – по фильтрационному благодаря расслоению водонефтяного флюида под действием сил гравитации. В настоящем сообщении принимается осадочно-миграционная модель формирования месторождений нефти, в основу которой положен подток флюида в ловушку и его последующая дифференциация на нефть и воду.

Характер макроскопически видимой нефтенасыщенности пород, определяемой визуально по керну, имеет определенную связь с выделенными типами структур пустотного пространства коллекторов: поровых и кавернозных.

В зависимости от структуры пустотного пространства (пористые или кавернозные коллектора) характер нефтенасыщенности известняков может быть: неравномерным и равномерным (см. фото 2).

В коллекторах порового типа преобладает неравномерное распределение нефти в известняках даже в пределах первых десятков сантиметров по вертикали при закономерной тенденции снижения нефтенасыщенности сверху вниз. При формировании нефтяной залежи в известняках, обладающих невысокими коллекторскими свойствами (поровый тип коллектора), в условиях высокого капиллярного давления [2, 6, 15], преобладающим механизмом разделения флюида не нефть и воду должен являться диффузионный механизм. Здесь разделение первично гомогенного флюида не может быть реализовано в больших объемах породы и как следствие должна формироваться неоднородность: чередование нефтенасыщенных и водонасыщенных участков, что реально хорошо видно в керне.

Пористость нефтенасыщенных и водонасыщенных соседних участков керна всегда является одинаковой и по данным лабораторных испытаний составляет преимущественно 5-8%; проницаемость тех и других редко составляет до $5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, чаще равна нулю. Под микроскопом структурно-текстурные характеристики тех и других известняков не отличаются друг от друга. Визуально определяемые границы нефтенасыщенных и водонасыщенных участков пород являются нечеткими расплывчатыми.

На фотографиях керна (см. фото 2) видна также вытянутость пятен и полос в горизонтальном направлении, что может быть объяснено либо анизотропией коллекторских свойств известняков, либо горизонтальной миграцией флюида в процессе формирования залежи, либо обеими названными причинами. Анизотропия коллекторских свойств известняков (проницаемость) действительно имеет место: проницаемость по напластованию обычно несколько выше, чем в перпендикулярном направлении.

Весьма высокое содержание воды в таких коллекторах можно объяснить невозможностью разделения первичного флюида на нефть и воду под действием сил гравитации вследствие высокой роли капиллярных сил, благодаря малому размеру пор в коллекторе.

Опробования рассмотренных неравномерно нефтенасыщенных известняков показали лишь притоки воды, ни в одной из аналогичных скважин Демкинского и Онбийского месторождений притоков нефти не получено.

В коллекторах кавернозного типа наблюдается другой характер нефтенасыщенности. Здесь всегда в отличие от известняков, относящихся к коллекторам порового типа, нефтенасыщенность пустотного пространства является полной. Другими словами здесь не встречается как в вышерассмотренном случае чередования нефте- и водонасыщенных участков. Пустотность известняков заполнена нефтью. Такие известняки при макроскопическом изучении являются равномерно нефтенасыщенными (см. фото 2).

На практически полную занятость нефтью пустотного пространства известняков кавернозного типа могут указывать и данные эксплуатации залежей нефти в таких коллекторах: соотношение нефти и воды составляет 10-20:1. Коллекторские свойства таких равномерно нефтенасыщенных кавернозных известняков весьма высоки: $K_p > 10-15\%$, $K_{пр} > 50 \cdot 10^{-3}$ мкм². Дебит нефти из таких коллекторов может достигать первых десятков тонн в сутки.

Таким образом, изучение тектонической приуроченности залежей показывает, что промышленные залежи приурочены к наиболее высокоамплитудным поднятиям. Причем, если в пределах восточного борта Мелекесской впадины промышленными являются высокоамплитудные залежи, то в пределах западного склона Южно-Татарского свода как высокоамплитудные, так и среднеамплитудные. Выявленная закономерность хорошо объясняется флюидодинамической концепцией формирования нефтяных залежей, благодаря высокой проработке (выщелачиванию) известняков восходящими флюидными потоками. На большую проработку пород Южно-Татарского свода по сравнению с породами Мелекесской впадины указывают данные Н.Н.Христофоровой [14] по изучению температурных полей.

Высокая проработка органогенно-обломочных известняков турнейского возраста, приводящая к формированию вторичных кавернозных коллекторов, обуславливает формирование высокопродуктивных залежей и способствует более полному разделению пришедшего водонефтяного флюида (микронефти) на нефть и воду.

Авторы выражают благодарность к.г.-м.н., доц. Г.А.Кринари за обсуждение полученных материалов, признательны руководству ЗАО «ТАТЕХ» за предоставленный для изучения керновый материал.

ЛИТЕРАТУРА

1. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 231 с.
2. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. – М.: Изд-во МГУ, 1953. – 340 с.
3. Бурлин Ю.К. Нелинейные проявления литогенеза в осадочных бассейнах // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 1995. № 2, с. 19-27.
4. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. – Казань: Изд-во КГУ, 2003. – 132 с.
5. Гмид Л.П., Леви С.Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. – Л.: Недра, 1972. – 176 с.
6. Ентов. Теория фильтрации. // Соросовский образовательный журнал, 1998, № 2, с. 121-128.
7. Капченко Л.Н. Вторичные изменения состава остаточных и пластовых вод под влиянием формирования нефтяных и газовых залежей. – В кн.: Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения залежей углеводородов и их значение для оптимизации геологоразведочных работ. Л.: ВНИГРИ, 1990, с. 31-53.
8. Логвиненко Н.В., Орлова Л.В. Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане. – Л.: Недра, 1987. – 237 с.
9. Морозов В.П., Пикалев С.Н., Королев Э.А. Роль вторичных процессов в формировании промышленной нефтеносности карбонатных коллекторов турнейского яруса РТ. – Материалы докладов VII Международной конференции «Новые идеи в науках о Земле». Т. 1. М., 2005, с. 208.
10. Нартакоев В.Д. К вопросу о природе источников рудного вещества и углеводородов (по данным сверхглубоких скважин) // Геоинформатика, 2000, № 1, с. 40-47.
11. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов. / Сост. и общ. ред. Н.К.Фортуновой. М.: НИА-Природа, 2000. 249 с.
12. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель формирования нефтегазообразования. – М.: Геос, 1999. – 160 с.
13. Холодов В.Н. Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах (на примере Восточного Предкавказья). – Тр. ГИН АН СССР. Вып. 372. 1983. – 152 с.
14. Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Муслимов Р.Х. Температура и тепловой поток в гранито-гнейсовом слое земной коры (по результатам экспериментальных измерений в скважинах Татарского свода). // Георесурсы, 2000, № 1, с. 23-35.
15. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород. – М.: Недра, 1964. – 232 с.