

Литература

1. Маслов А.В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных. Учебное пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. – 289 с.
2. Степанова Т.И., Мизенс Г.А., Кучева Н.А. Новые данные по литологии и фауне жуковского горизонта визейского яруса стратотипической местности (восточного склона Среднего Урала) // Ежегодник-2007. – Екатеринбург, 2008. – С. 144–151.
3. Тейлор С.Р., Мак-Леннан С.М. Континентальная кора: ее состав и эволюция. – М.: Мир, 1988. – 384 с.
4. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. – СПб.: Наука, 2000. – 479 с.
5. Critelli S., Mongelli G., Perri F., Martin-Algarra A., Martin-Martin M., Perrone V., Dominici R., Sonnino M., Zaghoul M.N. Compositional and Geochemical Signatures for the Sedimentary Evolution of the Middle Triassic-Lower Jurassic Continental Redbeds from Western-Central Mediterranean Alpine Chains // J. Geol. 2008. – V. 116. – P. 37–386.
6. Roser B.P., Korsch R.J. Provenance signatures of sandstone-mudstone suites determined using discriminant function analysis of major-element data // Chem. Geol., 1988. – V. 67. – P. 119–139.

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ**  
**Н.И. Исламова, Т.И. Исламов**

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Считается, что к середине 21 века потребление энергии на Земле увеличится. Но как же с этим быть, если производство «традиционной» нефти не поспевает за спросом уже сегодня. За последние годы были открыты невероятно гигантские месторождения углеводородов в Арктике. Но изученность данных территорий, неэффективные на сегодняшний день технологии и проблемы с прокладкой дорог, оставляют желать лучшего.

Эксперты считают [1], что пик добычи легкодоступной нефти будет достигнут через 20-25 лет, а затем будет наблюдаться спад. Предвидя данную ситуацию, многие компании начинают задумываться о добыче тяжёлых углеводородов уже сегодня. Например, в Канаде разработка тяжёлых углеводородов осуществляется с конца 1995 года, и ежегодно перерабатывается 100 млн. т в год. Тогда как запасы тяжёлых углеводородов в РФ оцениваются миллиарды тонн, а решение вопросов, связанных с нехваткой специализированного оборудования для добычи, транспортировки сырья и его переработке, остается во многом проблематичным.

Что такое тяжёлая нефть? Чем она отличается от традиционной нефти? Как осуществляется разработка тяжёлых углеводородов? Мы постараемся дать ответы, на актуальные вопросы, которые в скором будущем затронут каждого человека.

Тяжёлой нефтью принято считать [6] жидкости углеводородов, которые имеют плотность в диапазоне от 920-1000 кг/м<sup>3</sup> и вязкость от 10 до 100 мПа·с. Природные битумы – это вязкие, вязко-пластичные или же твердые смеси углеводородов с вязкостью от 10000 мПа·с и плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup>. Нефти с вязкостью от 100 до 10000 мПа·с и плотностью около 1000 кг/м<sup>3</sup> принято называть сверхтяжёлыми. На практике, тяжелые и сверхтяжелые нефти объединяются в одну группу – тяжелые нефти либо высоковязкие [6].

В Америке принято делить тяжелую нефть по плотностям с более высокими показателями [1]:

- Тяжёлые нефти характеризуется плотностью от 20-14 °API (934-972 кг/м<sup>3</sup>);
- Сверхтяжелые нефти характеризуются плотностью от 14-10 °API (972-1000 кг/м<sup>3</sup>);
- Природные битумы характеризуются плотностью < 10 °API (> 1000 кг/м<sup>3</sup>).

По праву Россию можно считать третьей страной по запасам тяжелых углеводородов (1 место занимает Канада, 2 – Венесуэла) [4]. Только в пределах Западно-Сибирского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов расположено более 75 % тяжёлых углеводородов. Принято считать, что Волго-Уральский бассейн является лидером по проценту «тяжёловесов» в стране и содержит в себе более 65 % запасов залежей (рис.). Тяжёлые углеводороды нашей страны характерны для Башкортостана, Татарстана, Пермской и Оренбургской областей, Сибири, Сахалина, Республики Коми.

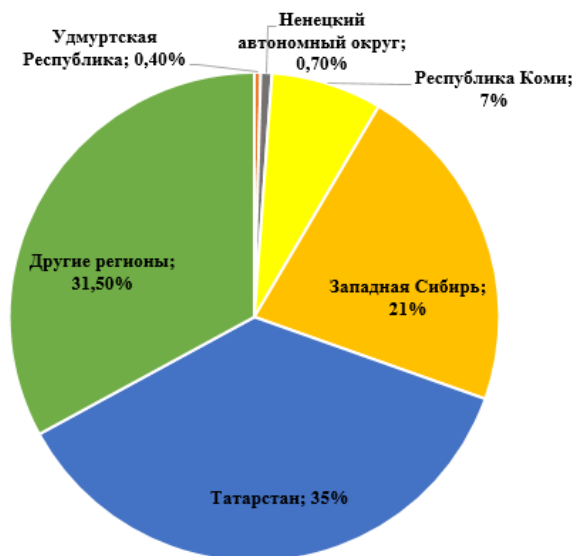


Рис. 1 Запасы тяжёлой нефти в России

Принято считать, что коллекторы нетрадиционных залежей обладают неоднородностью и высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами, пористость их лежит в диапазоне 20–45%. Продуктивные разрезы месторождений с такими залежами характеризуются высокой расчлененностью. Глубина залегания продуктивных отложений колеблется от 300 до 1500 м, при этом на месторождениях, играющих большую роль, этот интервал определяется глубинами 1000-1500 м. Татарстан является одним из ведущих мест по содержанию природных битумов, ведь его доля составляет 35%. Битумы сернистые (1,7-8,0%), высоковязкие (до десятков и сотен тысяч мПа·с), высокосмолистые (19,4-48,0%), тяжёлые (962,6—1081 кг/м<sup>3</sup>). Глубина залежей составляет от 50 – 400 м.

Для выбора варианта разработки необходимо опираться на технолого-экономические характеристики, а именно: геологическое строение участка, условия залегания пластов, физико-химические свойства флюида, климатические условия и т.д. Разработка тяжёлых нефтей и битумов осуществляется различными вариантами: карьерным и шахтным, холодным способом или тепловыми методами [2, 5].

Карьерный метод подразумевает под собой открытый способ добычи углеводородов. Из-за данного способа применение метода ограничивается глубинами залегания пород до 50 м. После получения породы на поверхность требуются дополнительные работы по извлечению углеводородов, что несомненно даёт высокий процент нефтеотдачи (от 65% до 85%).

Шахтный способ добычи нефти является одним из древних методов. Этот способ добычи осуществляется с помощью подземных горных выработок, сооружённых в нефтяной шахте. Шахтный способ ведётся двумя способами: очистной шахтой и шахтно-скважинной. Отличие состоит в том, что при очистном шахтном методе подъём породы осуществляется на поверхность, а при шахтно-скважинном породы отбираются в горных выработках из наклонных и вертикальных скважин.

К холодным методам разработки углеводородов можно отнести системы «CHOPS» и «VAPEX». Метод «CHOPS» основан на том, что благодаря разрушению коллектора, меняются его физические свойства и находящиеся в нем нефть и песок приобретают такое важное свойство, как текучесть [1]. Коэффициент нефтеотдачи в этом случае очень мал и составляет всего лишь 10%. Но главное достоинство данного способа, что оно не требует больших финансовых инвестиций на обустройство данного метода.

Метод «VAPEX» осуществляется с помощью пары горизонтальных скважин. В верхней скважине создается камера-растворитель. В результате хаотичного движения, нефть разжижается и стекает к добывающей скважине. Коэффициент нефтеотдачи составляет 60 %, но темпы добычи таким образом являются низкими.

Также для разработки тяжёлых углеводородов используются тепловые методы. Внутрислоевого горения подразумевает под собой сжигание тяжёлых составляющих нефти в пласте. В этот момент, в зоне горения температура доходит до 500-700 °С. В результате увеличения температуры, происходит термический крекинг и вязкость нефти уменьшается.

Наиболее широко используются паротепловые обработки призабойных зон скважин. Суть данного метода заключается в постоянной закачке пара, в результате чего происходит повышение продуктивности скважин. Но в силу того, что данному методу подвергается призабойная часть скважины, коэффициент нефтеотдачи крайне мал и составляет всего 15-20%. Недостатком данного метода является достаточно высокая энергоёмкость процесса и увеличение объема попутного газа. Паротепловому методу характерно неизотермическое вытеснение нефти теплоносителем. Под воздействием тепла происходит снижение вязкости нефти, улучшается охват пласта и увеличивается коэффициент вытеснения. Рабочими агентами может быть пар, горячая вода, раствор и т.д.

Недостатки и достоинства методов приведены в таблице.

Характеристика методов разработки тяжёлых нефтей

Способ		Глубина	Коэффициент нефтеотдачи	Недостатки
Карьерный способ	Открытый	До 50 м	От 65 до 85%	Доп. работы
Шахтная разработка	Очистная – шахтная	До 200 м	До 45%	Снижение эффективности
	Шахтно - скважинная	До 400 м	До 6 %	Большое количество бурения
Холодный	Метод «CHOPS»	Не более 800 м	До 10 %	Ограничения по максимальным значениям вязкости нефти и низкие темпы разработки
	Метод разработки «VAPEX».		До 60 %	

Литература

1. Воронина Н.В. Мировой рынок нефти: тенденции развития и особенности ценообразования, 2003. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.cfin.ru/press/practical/2003-10/05.shtml>. – Дата обращения: 02.10.2017
2. Методы добычи, 2016. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://kursak.net/metody-dobychi-referat/> Дата обращения: 04.10.2017.
3. Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов, 2012. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://studbooks.net/1785717/eniya> – Дата обращения: 01.10.2017.
4. Особенности добываемой в России нефти: разброс качества, 2008. – [Электронный ресурс]. – URL: – Дата обращения: 09.09.2017.
5. «Холодные» способы добычи, 2015. – [Электронный ресурс]. – URL: [http://studbooks.net/1785718/geografiya/holodnye\\_sposoby\\_dobychi](http://studbooks.net/1785718/geografiya/holodnye_sposoby_dobychi). – Дата обращения: 03.10.2017.
6. Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: учебно-методическое пособие, 2012. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://window.edu.ru/catalog/pdf2txt/845/77845/58821>. – Дата обращения: 25.09.2017.

**АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ГОРИЗОНТА Ю<sub>1</sub> НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКУДУК (КАЗАХСТАН)**

**Л.И. Исмадова**

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Месторождение Каракудук расположено в юго-западной части плато Устюрт. По административному делению месторождение относится к Мангистаускому району Республики Казахстан. Продуктивными отложениями являются 15 продуктивных объектов: I эксплуатационный объект включает два верхних горизонта Ю<sub>1</sub>-Ю<sub>2</sub>; II эксплуатационный объект – горизонты Ю<sub>6</sub>-Ю<sub>7</sub>, III эксплуатационный объект – горизонты Ю<sub>8</sub>-Ю<sub>9</sub>, IV эксплуатационный объект – горизонт Ю<sub>10</sub>, возвратный объект – горизонты Ю<sub>3</sub>-Ю<sub>4</sub>-Ю<sub>5</sub>. Продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub> четко прослеживается по всей площади месторождения и состоит из двух пластов Ю<sub>1</sub>-А и Ю<sub>1</sub>-Б, при этом пласт Ю<sub>1</sub>-А является промышленным нефтеносным, а пласт Ю<sub>1</sub>-Б – водоносным по ГИС. Для пласта Ю<sub>1</sub>-А общая толщина изменяется от 14,4 м (скв. 180) до 38,7 м (скв. 140БС), общая эффективная толщина от 2,5 м до 18,2 м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 1 м до 18,1 м, коэффициент песчаности от 0,2 до 1, коэффициент расчлененности 6. Коэффициент пористости по ГИС варьирует от 0,162 д.ед. до 0,220 д.ед., в среднем составляет 0,176 д.ед., по керну – от 0,120 д.ед. до 0,235 д.ед., в среднем составляет 0,178 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности варьирует от 0,417 д.ед. до 0,520 д.ед., в среднем составляет 0,475 д.ед. ВНК отбивается на абсолютной отметке -2445,5 м. Для опесчаненной части разреза объекта I (пласт Ю<sub>1</sub>-А) профили вскрытия перфорацией и приемистости (кровельная и подошвенная часть) совпадают, что указывает на полный охват данной части разреза [2]. В добывающих скважинах, активно работает подошвенная часть разреза, в кровельной – наблюдается отставание выработки запасов нефти. Большая часть добывающих скважин стимулирована гидроразрывом пласта (ГРП). Средний дебит нефти составляет 10,8 т/сут, жидкости 68,1 т/сут, обводненность 84,1 %. За первое полугодие 2013 г. добыто 10,0 тыс. т нефти и 63,6 тыс. т жидкости, закачано 57,4 тыс. м<sup>3</sup> воды. В границах объекта I, согласно проектным решениям, объединены пласты Ю<sub>1</sub>-А, Ю<sub>2</sub>-А и Ю<sub>2</sub>-Б. Основные запасы нефти содержатся в интервалах пласта Ю<sub>1</sub>-А (кровельная часть объекта I), который характеризуется относительно однородным выдержанным по толщине опесчаненным телом. Пласты Ю<sub>2</sub>-А и Ю<sub>2</sub>-Б характеризуются более высокой неоднородностью и содержат 12% всех запасов объекта. Объект по разрезу охвачен разработкой неравномерно, наиболее активно вырабатываются запасы нефти из интервалов пласта Ю<sub>1</sub>-А, добыто 23,2% от геологических запасов нефти всего объекта: на долю пластов Ю<sub>2</sub>-А и Ю<sub>2</sub>-Б приходится не более 2% всей добытой нефти.

Повышение извлекаемых запасов углеводородов является одной из самых актуальных и важных задач в нефтедобывающей промышленности. На месторождении в основном ГРП проводились на I объекте (горизонты