

тем самым главной задачей является создание условий для увеличения массообмена между матрицами с низкой проницаемостью и трещинами с дальнейшим вовлечением их в разработку. Отличительной особенностью карбонатных коллекторов является их сложное фильтрационно-емкостное строение, для данных пород присуща низкая емкость, а также увеличенная пористость, которая образуется за счет каверн, а также отсутствия связанной воды в трещинах и изолированных кавернах. Тем самым возникает необходимость в вовлечении в разработку каверн, насыщенных нефтью путем применения усовершенствованных методов воздействия на пласт.

В период закачки импульса теплоносителя происходит процесс термического расширения жидкостей и породы пласта, которые наряду с капиллярными силами обеспечивают вытеснение нефти из низкопроницаемых матриц в систему трещин карбонатных коллекторов. В период цикла охлаждения происходит закачка подтоварной холодной воды температурой 28°C, которая заполняет поровый объем матрицы в силу ее большей смачиваемости. Результатом протекания полного цикла является установление нового состояния насыщения матрицы флюидом. При следующих повторениях закачки импульсов холодной воды и теплоносителя, механизм действия остается неизменным, что приводит к постепенному росту нефтеотдачи пластов за счет протекания процесса довытеснения нефти.

Технология импульсно-дозированного теплового воздействия не требует дополнительных конструкций и установок для осуществления процесса, применяются стандартные паронагнетательные скважины с теплоизолированными насосно-компрессорными трубами с вакуумной теплоизоляцией, которые уменьшают потери тепла по стволу, тем самым обеспечивают экономическую эффективность закачивания теплоносителей.

В результате применения данной технологии в северной части Гремихинского месторождения удалось увеличить нефтеотдачу на 37 % по сравнению с естественным режимом – 12 %, технологией водогазового воздействия – 24 %. По сравнению с технологией ВГВ удалось уменьшить расход теплоносителя на извлечение 1 тонны нефти почти в 2 раза, до 3 т/т. Капитальные вложения для применения данной технологии уменьшены на 25 %, а эксплуатационные затраты – на 30 % [3]. Суммарная добыча нефти благодаря промышленному внедрению данной технологии за период с 1991 года составила 1,35 млн тонн нефти.

Снижение теплопотерь в окружающие горные породы за счет использования теплоизолированных НКТ до 17°C на 1000 метров, энергосбережение закачиваемого теплоносителя (пара или горячей воды), а также интенсификация охвата пласта тепловым воздействием делают данный метод одним из наиболее эффективных в условиях Гремихинского месторождения.

#### Литература

1. Даутова Э.М., Кочнева О.Е. Влияние динамики пластового давления на текущее состояние разработки залежи Гремихинского месторождения. Пермский национальный исследовательский политехнический университет – Пермь, 2018. – 95 с.
2. Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацик М.И. и др. Применение новых технологий разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах. Нефтяной хозяйство, 1998. – 34 с.
3. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.
4. Кудинов В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей, УДГУ – Ижевск, 2009. – 20 с.

### ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ

**Е.Е. Емельянов, Т.И. Смагин**

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

В связи с высоким спросом на углеводородное сырье запасы «традиционной» нефти неумолимо истощаются с каждым годом. Более того, уже сейчас ощущается недостаток на нефтяном рынке. 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 утверждают [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 тяжелых углеводородов уже сегодня. Например, в Канаде разработка тяжелых углеводородов осуществляется с конца 1995 года, и ежегодно перерабатывается 100 млн. т в год. Тогда как запасы тяжелых 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.

На практике смеси углеводородов высокой плотности принято классифицировать на следующие типы: тяжелая, сверхтяжелая и природные битумы. Нефть называют тяжелой, если она обладает следующими физическими свойствами: плотность находится в диапазоне от 0,92 г/см<sup>3</sup> до 1 г/см<sup>3</sup> и вязкость более 0,03 Па·с. Сверхтяжелая нефть представляет собой вязко-пластичную смесь углеводородов, которая имеет плотность свыше 1 г/см<sup>3</sup>, однако вязкость не превышает 10 Па·с. Отличие природных битумов от сверхтяжелой нефти заключается в вязкости: при аналогичной плотности природные битумы имеют вязкость свыше 10 Па·с.

В Америке существует следующая классификация нефтей по плотности [1]:

**Таблица 1**

**Американская классификация нефтей**

| <b>Тип нефти</b>   | <b>Плотность</b>                         |
|--------------------|--|
| Тяжелая нефть      | 20-14 °API (934-972 кг/м <sup>3</sup> )  |
| Сверхтяжелые нефти | 14-10 °API (972-1000 кг/м <sup>3</sup> ) |
| Природные битумы   | < 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) [3]. 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 «тяжеловесов» 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.

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 технологико-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 [4, 5].

Карьерный способ относится к открытому методу разработки месторождения и характеризуется высоким коэффициентом нефтеотдачи (до 85 %), поскольку добытая из карьера горная порода подвергается переработке, в результате которой достигается максимальное извлечение углеводородного сырья. Однако для применения данного метода необходимо, чтобы нефтенасыщенная порода залегала на глубине не более 50 м, что является существенным недостатком.

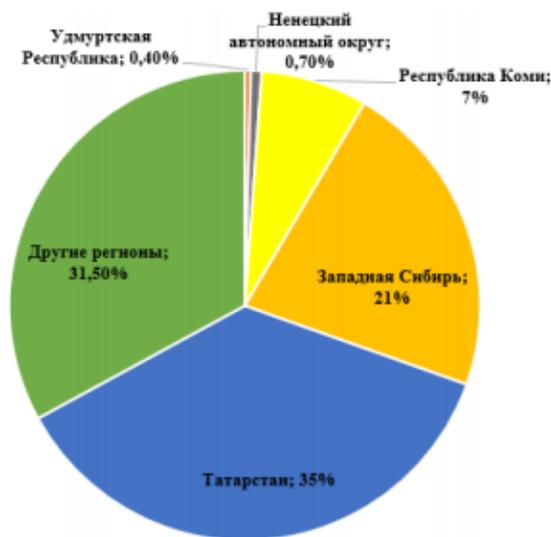
Шахтный способ добычи нефти является одним из древних методов. Этот способ добычи осуществляется с помощью подземных горных выработок, сооружённых в нефтяной шахте. Шахтный способ ведётся двумя способами: очистной шахтой и шахтно-скважинной. Отличие состоит в том, что при очистном шахтном методе подъём 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°C. 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



**Рис. Запасы тяжёлой нефти в России**

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.

В таблице 2 представлена характеристика методов разработки тяжелых нефтей.

Таблица 2

**Характеристика методов и способов повышения продуктивности скважин при разработке месторождений тяжёлых нефтей**

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

Литература

1. Воронина Н.В. Мировой рынок нефти: тенденции развития и особенности ценообразования // Практический маркетинг. – 2003. – № 10 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cfin.ru/press/practical/2003-10/05.shtml>. – Дата обращения: 02.10.2017.
2. Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов, 2012. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://studbooks.net/1785717/eniya>. – Дата обращения: 01.10.2017.
3. Особенности добываемой в России нефти: разброс качества, 2008. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.au92.ru/msg/20080515\\_8051514.html](http://www.au92.ru/msg/20080515_8051514.html). – Дата обращения: 09.09.2017.
4. Способы добычи нефти // ПроНПЗ Нефтепереработка [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pronpz.ru/neft/sposoby-dobychi.html/>. – Дата обращения: 04.10.2019.
5. «Холодные» способы добычи, 2015. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://studbooks.net/1785718/geografiya/holodnye\\_sposoby\\_dobychi](http://studbooks.net/1785718/geografiya/holodnye_sposoby_dobychi). – Дата обращения: 03.10.2017.

**К ВОПРОСУ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ, ОСТАНОВЛЕННОЙ НА ИССЛЕДОВАНИЕ**

**А.В. Желанов, П.О. Чалова**

Научный руководитель - доцент И.Н. Пономарева

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия*

В статье приведен метод прогнозирования времени восстановления давления в остановленной на исследование скважине с использованием методики построения индивидуальных вероятностно-статистических моделей. Проведен статистический анализ и выделены основные параметры, влияющие на время восстановления давления.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, терригенный коллектор, вероятностная модель, статистическая модель.

Гидродинамические исследования скважин важнейший и, в некоторых случаях, наиболее информативный инструмент мониторинга разработки нефтяных месторождений. Проведение гидродинамических исследований на всех скважинах эксплуатационного фонда любого месторождения углеводородов регламентировано государством. Сама технология проведения исследования сопровождается остановкой скважины, что приводит к существенным недоборам добычи нефти. Из этого следует, что оптимизация продолжительности гидродинамических исследований с сохранением их информативности и достоверности результатов – актуальная на сегодняшний день задача. Представляется целесообразным разработка методики планирования оптимального времени остановки скважины на исследование.

Известно, что на сегодняшний день уже описаны некоторые, преимущественно эмпирические зависимости, позволяющие дать приближенную оценку необходимого для восстановления давления времени остановки скважины [3, 4, 5]. Однако данные приведенные ниже формулы основываются на использовании параметров, определяемых уже по результатам исследований. Для нас же важно провести оценку времени на основании исходных параметров пласта.

В статье приведен анализ результатов исследований по терригенному пласту Бб. Чтобы определить параметры, влияющие на время полного восстановления давления в остановленной скважине, построим вероятностно-статистическую модель. Подобный алгоритм построения приводится в работах [2, 1]. Модель создана для пласта Бб по результатам 50 исследований на неустановившихся режимах.

В качестве зависимой переменной используется время полного восстановления  $T_{полн}$ , в качестве независимых – геолого-технологические показатели:  $Q_{ж}$  – суточный дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $P_{заб}$  – забойное