

Проблемы освоения месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов



В связи со снижением объемов запасов кондиционной нефти по всему миру внимание стали привлекать месторождения вязкой, сверхвязкой нефти (СВН), сверхвысоковязкой нефти (СВВН) и природных битумов (ПБ)

- **СВН, ПБ РТ по своему составу и физико-химическим свойствам существенно отличаются от "традиционных" нефтей карбона и девона и представляют собой в разной степени окисленные, преобразованные нефти, залегающие в недрах в твердом, вязком и вязкопластичном состоянии (вязкость от 600 до 440 тыс. мПа·с) с высоким содержанием кроме углеводородной основы, серы (3,7-7 %), масел от 5,8 до 88 %, смол – от 8,7-57 %, асфальтенов – от 3,3 до 61 %, а так же редких цветных металлов, таких как ванадий, никель, рений**

РЕСУРСЫ НЕТРАДИЦИОННЫХ УВ

Мировое сообщество рассматривает тяжелые углеводороды как энергетический источник XXI столетия. Во всем мире развиваются научные исследования, опытные и промышленные работы по освоению этого сырья. Ресурсы и запасы тяжелых нефтей и ПБ на нашей планете превышают запасы средних и легких нефтей, составляя около 1,3 трлн т.

Крупнейшие месторождения нефтяных песков находятся в провинции Альберта (Канада). Большие запасы тяжелой нефти сосредоточены на месторождениях Ориноко в Венесуэле. Запасы и ресурсы тяжелых нефтей и ПБ России, по оценке Геологической службы США (2007 год), определены в 82 млрд т. Запасы и перспективные ресурсы тяжелой высоковязкой нефти в Волго-Уральской НГП составляют, по данным Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть» (ТГРУ), около 4 млрд т. Более половины из них сосредоточено в недрах Республики Татарстан (РТ).

Запасы и ресурсы по миру

- В связи с неоднозначностью определений нетрадиционных нефтей и ПБ, отсутствием четкой границы между ними и различной методикой подсчета, данные различных источников по запасам и ресурсам отдельных стран и мира в целом значительно разнятся друг от друга. Один из последних вариантов этого подсчета, выполненного Геологической службой США в 2015 году, представлен ниже.

Распределение запасов и ресурсов тяжелых нефтей и природных битумов по регионам и мира в целом (по данным USGS, 2015 г.)

Регион	Запасы и ресурсы, млрд т	
	тяжелые нефти	природные битумы
Северная Америка	102,3	395,6
Южная Америка	177,5	374,1
Европа	11,8	2,8
Африка	13,0	7,6
Закавказье и Средняя Азия	8,2	71,2
Ближний Восток	152,5	0,00025
Южная Азия	2,8	0
Восточная Азия	26,4	1,7
Южная Азия и Океания	10,7	0,7
Всего	505,2	853,7

Запасы и ресурсы тяжелых нефтей основных нефтегазоносных провинций мира (по данным USGS, 2015 г.)

Номер на рис. 4	Месторождение, район, провинция (НГП)	Запасы и перспективные ресурсы, млрд т
1	НГП Персидского залива	132,27
2	Восточно- Венесуэльская НГП	93,16
3	Маракайбская НГП	50,58
4	месторождение Кампече (НГП Мексиканского залива)	46,03
5	Бохайваньский район Северо-Китайской НГП	22,15
6	Предзагросский район (НГП Персидского залива)	18,07
7	НГП Кампос	16,49
8	Западно-Сибирская НГП	13,89
9	район Тампико (НГП Мексиканского залива)	10,26
10	Западно-Канадская НГП	8,62
11	Тимано-Печорская НГП	8,62
12	НГП Сан-Хоакин	8,47
13	НГП Путумайо	6,66
14	НГП Центральная Суматра	6,38
15	Месторождение Норт Слоуп (Северо-Аляскинская НГП)	5,81
16	НГП дельта Нигера	5,67
17	НГП Лос-Анджелес	5,25
18	Северо-Каспийская НГП	5,01
19	Волго-Уральская НГП	4,10
20	район Вентура (НГП Санта-Барбара-Вентура)	3,96

Запасы и ресурсы природных битумов основных нефтегазоносных провинций мира (по данным USGS, 2015 г.)

Номер на рис. 5	Месторождение, район, провинция (НГП)	Запасы и перспективные ресурсы, млрд т	Прогнозные ресурсы, млрд т
1	Западно-Канадская НГП	385,66	116,36
2	Восточно- Венесуэльская НГП	345,93	31,45
3	Северо-Каспийская НГП	69,68	-
4	Волго-Уральская НГП	43,53	-
5	Маракайбская НГП	27,97	-
6	Лено-Виллюйская и Лено-Тунгусская НГП	10,22	8,49
7	НГП дельта Нигера	6,34	5,40
8	Тимано-Печорская НГП	3,64	-
9	Месторождение Норт Слоуп (Северо-Аляскинская НГП)	3,14	-
10	НГП Уинта	1,94	0,76
11	Норвежскоморская НГП	1,80	-
12	Южно-Каспийская НГП	1,46	-
13	Бохайваньский район Северо-Китайской НГП	1,26	-
14	НГП Парадокс	1,10	0,39
15	НГП Блэк-Уорриор	1,05	-

- Ресурсы углеводородного сырья в пермских отложениях РТ оценивались различными авторами в течение более 30 лет и эти оценки колебались от 1,4 до 21 млрд. т. С позиций сегодняшних знаний для геологических исследований можно было бы принять приоритетные для освоения ресурсы в объеме 1,5-2 млрд. т, принятые геологической службой объединения «Татнефть» еще в 1974 г.

Ресурсный потенциал тяжелых нефтей и природных битумов нефтегазоносных провинций Российской Федерации

- На территории Российской Федерации основная часть ресурсов тяжелых сверхвязких нефтей и природных битумов расположена в пределах Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (НГП).

- Удельный вес месторождений высоковязких и трудноизвлекаемых нефтей неуклонно растет в структуре запасов и уже преобладает в ряде регионов с падающей добычей . В настоящее время на территории Западно-Сибирской провинции разрабатывается примерно 25% залежей тяжелых нефтей; на разрабатываемые залежи приходится 30% извлекаемых запасов тяжелых нефтей провинции.

- На территории Тимано-Печорской провинции разрабатывается примерно четверть залежей; доля этих залежей в запасах углеводородов провинции превышает 50%. На территории Волго-Уральской НГП, занимающей лидирующую позицию в вопросах освоения ресурсов тяжелого УВС, в настоящее время разрабатывается около 40% залежей, на которые приходится до 90% запасов тяжелой нефти провинции.

Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции сосредоточено более 40 % запасов тяжелых нефтей России. Вместе с тем во многих месторождениях Западной-Сибири тяжелые нефти характеризуются низкими значениями вязкости. Среди месторождений высоковязких нефтей Западно-Сибирской НГП можно отметить Тазовское, Западно-Мессояхское, Новопортовское, Северо-Комсомольское. Залежи высоковязких нефтей приурочены к глубинам 800–1500 м. Нефти тяжелые и сверхтяжелые, плотностью до 1 г/см³ , вязкость в пластовых условиях составляет 40–95 мПа·с

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

- Отдельного рассмотрения достойно уникальное Русское месторождение тяжелых нефтей, расположенное на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Геологические запасы этого крупнейшего в России месторождения тяжелых нефтей достигают 1,47 млрд. т. Залежи тяжелой (плотность в среднем $0,936 \text{ г/см}^3$), сверхвязкой (217 мПа*с), малосернистой, малопарафинистой нефти приурочены к терригенным отложениям верхнего мела. Месторождение находится в распределенном фонде, но темпы его освоения невелики.

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

На территории Волго-Уральского НГБ находится более пятисот месторождений с залежами тяжелой нефти, большая часть которых расположена в северных и центральных районах провинции. Извлекаемые запасы тяжелых нефтей Волго-Уральского НГБ превышают 660 млн. т, при этом залежи с запасами более 1 млн. т составляют лишь 7% от общего числа залежей, обеспечивая вместе с тем 60% запасов тяжелого УВС провинции. Доля тяжелой нефти в добыче в настоящее время составляет около 20%. Наиболее крупные залежи тяжелых нефтей приурочены к терригенным и карбонатным отложениям нижнего и среднего карбона и карбонатам верхнего девона. Подавляющее большинство залежей сосредоточено на глубинах 700-1500 м, в ряде случаев глубина залегания продуктивных пластов достигает 2-2,5 км.

Доля высокосернистых нефтей в запасах тяжелых нефтей Волго-Уральской провинции превышает 97%. Во многих залежах (Аканское, Степноозерское, Вишнево-Полянское, Зимницкое месторождения) содержание серы превышает 4 - 5% (табл. 1.2).

На территории Республики Татарстан в опытно-промышленной разработке находятся также залежи сверхвязких нефтей с вязкостью более 200 мПа*с. Благодаря использованию современных термических методов добычи при разработке этих залежей нефтеотдача превышает 30%. По различным оценкам, суммарные ресурсы СВН и ПБ составляют от 1,4 до 7 млрд. т

Волго – Уральская нефтегазоносная провинция

Волго-Уральская провинция, занимая лидирующие позиции в вопросах освоения ресурсов тяжелых нефтей, по степени изученности скоплений при- родных битумов, а также по технологической готовности к их разработке, по запасам находится лишь на втором месте среди нефтегазоносных провинций России. На территории ВУНГП находится более 500 месторождений с залежами тяжелой нефти (табл. 2), большая часть которых расположена в северных и центральных районах провинции. Извлекаемые запасы тяжелой нефти здесь превышают 660 млн т, при этом залежи с запасами более 1 млн т составляют лишь 7 % от общего числа залежей, обеспечивая вместе с тем более 60 % запасов тяжелой нефти провинции.

Характеристика крупнейших месторождений тяжелых нефтей Волго-Уральского НГБ

Наименование месторождение	Продуктивные отложения	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Плотность г/см ³	Содержание серы, %
Ромашкинское	C ₁	карбонатный	750	0,910	2,9
Новоелховское	C ₂	карбонатный	760	0,933	3,9
Новоелховское	C ₁	карбонатный	1100	0,903	2,9
Новоелховское	C ₁	терригенный	1090	0,905	3,0
Аканское	C ₂ -C ₃	карбонатный	1036	0,937	3,9
Нурлатское	C ₁	терригенный	1240	0,925	3,6
Степноозерское	C ₁	терригенный	1345	0,926	4,9
Аксубаево- Мокшинское	C ₂	карбонатный	927	0,924	3,67
Гремихинское	C ₂	карбонатный	1110	0,921	2,2
Гремихинское	C ₂	карбонатный	1150	0,986	2,0
Гремихинское	C ₁	терригенный	1345	0,911	1,55
Чубойское	D ₃	терригенный	2020	0,920	0,36
Чубойское	D ₃	терригенный	2029	0,962	0,36
Мишкинское	C ₁	терригенный	1425	0,905	3,23
Мишкинское	C ₁	карбонатный	1490	0,922	3,47
Зимницкое	C ₁	терригенный	1325	0,970	5,70

Тимано – Печорская нефтегазоносная провинция

Добыча тяжелой нефти в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции несоизмерима с ее долей в запасах и в настоящее время составляет менее 15 % суммарной добычи нефти в регионе. Всего на территории ТПНГП расположено около 40 месторождений тяжелой нефти (табл. 3), большая часть находится в пределах Хорейверской, Тиманской, Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области. Примерно две трети запасов тяжелых нефтей провинции составляют сверхтяжелые нефти с плотностью выше 0,930 г/см³ , при этом на территории Республики Коми доля последних превышает 90 % .

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн.

- На территории Тимано-Печорской НГП на долю тяжелых нефтей приходится примерно треть извлекаемых запасов нефти. При этом основная часть запасов тяжелых нефтей (более 95%) связана с десятью крупнейшими месторождениями. Для сравнения, на территории Волго-Уральской НГП на 17 крупнейших месторождений (с геологическими запасами более 50 млн т) приходится менее трети запасов тяжелой нефти провинции. Большая часть тяжелых нефтей характеризуется вязкостью более 30 мПа*с. Среди месторождений ВВН и СВН необходимо отметить Ярегское (вязкость 12000-15000 мПа*с), Торавейское (более 1800 мПа*с), Усинское (710 мПа*с), Тобойско-Мядсейское (более 150 мПа*с) и Западно-Хоседаюское (110 мПа*с). Высокая вязкость тяжелых нефтей НГП требует использования специальных технологий, обеспечивающих наиболее полное извлечения нефти и попутных компонентов.

Нефти Тимано-Печорской НГП характеризуются как сернистые и высокосернистые. В целом по провинции доля высокосернистых нефтей составляет около 75%; при этом по месторождениям Ненецкого автономного округа она достигает 98%. Высокой сернистостью отличаются нефти Тэдинского (2,54%), Среднемакарихинского (2,44%), Южно-Торавейского (2,03-2,75%), Западно-Хоседаюского (2,85-3,19%) и Наульского (2,15-3,41%) месторождений.

Основная часть геологических запасов тяжелых нефтей НГП приурочена к значительным глубинам. Исключением является Ярегское месторождение, залежи которого расположены на глубинах 100-180 метров, что позволяет эффективно использовать термошахтные методы добычи. На большинстве других месторождений провинций ситуация не столь благоприятна - основные залежи приурочены к интервалу глубин 850-1700 м. Многие залежи тяжелой нефти (например, на Тобойско-Мядсейском, Тэдинском и Западно-Хоседаюском месторождениях) приурочены к глубинам, до 4 километров

Характеристики крупнейших залежей тяжелых нефтей Тимано-Печорского нгб

Наименование месторождения	Возраст продуктивных отложений	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Содержание серы, %
Усинское	P ₁ +C	карбонатный	1260	0,962	2,5
Ярегское	D ₂ gv	терригенный	130	0,945	1,9
Ярегское	D2gv-D ₃ f	терригенный	133	0,945	1,11
Ярегское	D ₂ gv-D ₃ f	терригенный	175	0,945	1,1
Среднемакарихинское	S ₁ v	карбонатный	1796	0,913	2,44
Наульское	T ₂	терригенный	850	0,974	2,78
Наульское	T ₂ + ₁	терригенный	950	0,994	3,41
Наульское	T ₁ +P ₂	терригенный	1180	0,942	2,15
Торавейское	T ₂	терригенный	970	0,948	2,35
Торавейское	T ₁ +T ₂	терригенный	1075	0,961	2,28
Торавейское	P ₁	карбонатный	1515	0,902	2,05
Варандейское	T ₁ +T ₂	терригенный	1290	0,947	2,48
Варандейское	T ₁	терригенный	1440	0,945	2,43
Варандейское	P ₁	карбонатный	1625	0,901	2,0
Лабаганское	P ₁ ar	карбонатный	1400	0,943	2,35
Западно-Леккейягинское	C ₁ t	карбонатный	1364	0,952	1,97
Тобойско-Мядсейское	D ₃ fm	карбонатный	2750	0,920	2,5
Южно-Торавейское	T ₁₊₂	терригенный	1060	0,967	2,53

- Значительные запасы тяжелых нефтей приурочены также к акваториальной части Тимано-Печорской провинции - шельфу Печорского моря, на котором расположен целый ряд крупных (Приразломное, Долгинское, Медыньское-море) месторождений. Особо следует выделить тяжелые, высоковязкие и высокосернистые нефти месторождения Медыньское-море, открытого в 1997 г., с начальными геологическими запасами более 360 млн. т.
- При оценке ресурсной базы тяжелых нефтей необходимо помнить, что КИН во многих случаях рассчитывается исходя из использования традиционных технологий. В результате многие месторождения тяжелых высоковязких нефтей имеют крайне низкий проектный КИН (менее 0,2) и, соответственно, сравнительно небольшие извлекаемые запасы.

- Приразломное нефтяное месторождение открыто в 1982 году в результате испытания скважины 154, давшей промышленный приток нефти дебитом 4,8 куб. м/сут.
- В разработку месторождение введено в 1986 году.
- Расположено на шельфе Печорского моря, в 60 км от берега (пос. Варандей). Глубина моря в районе месторождения составляет 19–20 м. Приразломная структура представляет собой двухкупольную антиклинальную складку северо-западного простирания. По всей площади залежи предполагается наличие малоамплитудных тектонических нарушений, ориентированных вдоль длинной оси складки. Извлекаемые запасы нефти Приразломного месторождения составляют 46,4 млн. т, что позволяет достичь годового уровня добычи около 6 млн. т.

- При использовании специальных технологий добычи появляется возможность увеличить нефтеотдачу, иногда даже в несколько раз, что приводит к увеличению извлекаемых запасов в целом. Хорошо известен пример Ярегского месторождения, на котором применение тепловых методов позволило увеличить нефтеотдачу на порядок: с 4-6% при использовании шахтной разработки на естественном режиме до 50-60% на участках, разрабатываемых при помощи термошахтных методов
- Также необходимо учитывать, что СВН Тимано-Печорской и Волго-Уральского НГБ являются не только углеводородным сырьем, но и источником ценных попутных компонентов, в первую очередь ванадия и никеля. Высокая концентрация этих металлов отмечена в нефтях Ново-Елховского, Степноозерского, Зимницкого, Усинского, Тобойско-Мядсейского и многих других месторождений. Тяжелые нефти Ярегского месторождения помимо ванадия и никеля содержат также титан, молибден, ртуть. По экспертным оценкам, потери ванадия в добываемых тяжелых нефтях превышает 5 тыс. т/год, что составляет треть от ежегодной добычи этого металла в России.

Таким образом, ресурсный потенциал нефтегазоносных провинций Российской Федерации характеризуется значительными запасами тяжелых нефтей и природных битумов. Однако применение обычных технологий для тяжелых нефтей оборачивается низкими технико-экономическими показателями добычи, малой долей выхода светлых нефтепродуктов в переработке. Ценные их компоненты безвозвратно теряются, нанося экологический ущерб окружающей среде. Тяжелые нефти не являются в полном смысле альтернативой обычной нефти ввиду их комплексного состава, а на практике этим обстоятельством часто пренебрегают. Решение проблемы конкурентоспособности СВН и ПБ заключается во внедрении специальных технологий добычи, переработки, извлечения ценных попутных компонентов, которые обеспечивают экономически эффективное освоение месторождений, получение гаммы ценных товарных продуктов. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей при наличии эффективных технологий добычи и переработки является надежным источником поддержания объемов добычи и переработки нефти, а также ценных попутных компонентов.

Вопросы терминологии

Первые работы по добыче битуминозных пород в Татарстане были осуществлены на Шугуровском месторождении. Здесь битумы характеризовались высокой плотностью и высоким содержанием асфальтенов.

Поэтому исторически сложилось так, что углеводородные системы пермских отложений на землях Татарстана стали известны как «битумы».

На сегодняшний день общепринятых значений термина «битум» три:

1. химико-аналитическое (для обозначения веществ, извлекаемых органическими растворителями их различных горных пород и современных осадочных образований);
2. генетическое (когда термин обозначает каустобиолиты ряда нефти – от природных газов до высших антраксолитов включительно);
3. техническое для веществ как природных, так и искусственных, которые используются в качестве строительного материала для дорожных покрытий.

«Битумы» - «Нафтиды» - «Технобитумы» -
«Битумоиды»

XII Нефтяного мирового конгресса (Хьюстон, .)			ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»		
кг/м ³	Тип нефти	°API	кг/м ³	Тип нефти	°API
870	Легкая	31,1	834,5	Особо легкая	38,1
			854,4	Легкая	34,1
920	Средняя	22,3	874,4	Средняя	30,3
1000	Тяжелая (> 100мПа·с)	10	899,3	Тяжелая	25,8
> 1000	Сверхтяжелая (< 10000мПа·с) Битум (> 10000мПа·с)	< 10	> 899,3	Битуминозная	< 25,8

Опираясь на рассмотренные классификации можно разделить залежи углеводородов на содержащие:

- маловязкие нефти (легкие – МВН) с вязкостью до 10 мПа·с;
- вязкие нефти (ВН) с вязкостью более 10 мПа·с и до 200 мПа·с;
- высоковязкие нефти (ВВН) с вязкостью от 200 до 1000 мПа·с;
- сверхвязкие тяжелые нефти (СВН) с вязкостью от 1000 до 10000 мПа·с;
- природные битумы (ПБ), вязкостью более 10000 мПа·с.

Углеводороды пермского осадочного комплекса территории Татарстана можно разделить на **сверхвязкие нефти и природные битумы**, так как здесь других категорий практически нет.

Возможно, в будущем, по мере накопления знаний, потребуются разделить ПБ на две группы – текучие и нетекучие (твердые).

По физико-технологическим показателям и групповому составу, зависящим от состава исходных нефтей и условий их преобразования, битумы условно подразделяются на несколько классов: мальты, асфальты, асфальтиты, кериты, антраксолиты и озокериты.

Основные свойства классов природных битумов

Класс	Консистенция	Плотность, 10 кг/м ³	Температура плавления, °С	Растворимость в хлороформе	Содержание масел
Мальты	от вязкой до твердой	965 – 1000	35 - 40	Полная	40 - 65
Асфальты	вязкая, полу-твердая, твердая	1050 – 1200	от 20 - 30 до 80 - 100	-«-	25 - 40
Асфальтиты	твердая	1300 – 2000	180 - 300	-«-	25
Кериты	-«-	1000 – 1250	не плавится	Частичная	-
Антраксолиты	очень твердая	1300 – 2000	-«-	нерастворимые	-
Озокериты	от вязкой до твердой	850 – 970	50 - 85	Полная	20 - 85

Мальты – это густые, вязкие, реже твердые битумы, легкоплавкие, при охлаждении загустевают, становясь хрупкими.

Асфальты – вязкие, иногда твердые, темно-бурого до черного цвета со смоляным блеском и раковистым изломом.

Асфальтиты – твердые, хрупкие, черного цвета битумы с ярким блеском и раковистым изломом, высокоплавкие, при истирании образуют порошок (гильсониты и грэемиты).

Кериты – твердые, черного цвета вещества, с раковистым изломом (альбертиты и импсониты).

Антраксолиты - твердые, хрупкие, углеподобные образования, напоминающие антрацит, черного цвета, с раковистым изломом, высокозольные (тухолиты).

Озокериты– пластичные, редко твердые битумы, матовые, цвета от светло-желтого до темно-бурого, легкоплавкие.

Одним из основных классификационных параметров является **плотность** нефти.

Дифференциация углеводородного сырья по значению этого параметра проведена с учетом требований руководящих документов, решений мировых конгрессов и рекомендаций крупнейших энергетических ведомств.

В «Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть» к тяжелым отнесены нефти с плотностью более 900 кг/м³ без указания максимального значения этого параметра.

Во «Временной инструкции ...» углеводороды при плотности более 965 кг/м³ относятся к природным битумам. При этом выделяется мальта (плотность 965-1000 кг/м³), асфальт (1000-1100 кг/м³) и другие более тяжелые твердые битумы – асфальтит, керит, антраксолит.

В международной практике мальта не выделяется, а соответствующее ей УВС относится к тяжелой нефти.

Регламентирующие документы и рекомендации	Значение плотности, кг/м ³	Наименование углеводородного сырья
«Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть»	Более 900 (при 20°C)	Тяжелая нефть
«Временная инструкция по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов природных нефтяных битумов», ГКЗ СССР, .	при 20°C 965-1000 1000-1100 1050-1200 1000-1250 1300-2000	Природные битумы: мальта асфальт асфальтит керит антраксолит
- Решения XII Нефтяного мирового конгресса (Хьюстон, .); - Рекомендации Департамента энергетики США	при 15°C менее 870,3 870,3-920,0 920,0-1000 более 1000 (вязкость менее 10 Па·с) более 1000 (вязкость более 10 Па·с)	Легкая нефть Средняя нефть Тяжелая нефть Сверхтяжелая нефть Природный битум

В последнее время все больше внимания уделяется классификации углеводородного сырья по **вязкости**, которая стала представлять в России особую важность для недропользователей, так как по этому параметру дифференцируется ставка налогообложения.

Значение вязкости, мПа·с	Наименование углеводородного сырья	Источник
≤5 >5≤10 >10≤30 >30	Нефть с незначительной вязкостью Нефть маловязкая Нефть с повышенной вязкостью Нефть высоковязкая	Рекомендуемые показатели в проекте «Методических рекомендаций по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»
>30	Нефть высоковязкая	«Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть»
Более 200	Нефть сверхвязкая	Шкала налогообложения Минфина РФ
Менее 25 000 Более 25 000	Тяжелая нефть Битум	
Менее 10 000 Более 10 000	Тяжелая нефть Битум	Предложение рабочей группы Междунар. Конф. по тяжелым нефтям и битумам (Каракас, .)
Менее 50 000 Более 50 000	Тяжелая нефть Битум	Практика операторов в Канаде

С учетом всех вышеперечисленных документов, международной практики и опыта разработки тяжелых сверхвязких нефтей в Республике Татарстан, И.Е. Шаргородским предложен вариант дифференциации тяжелого углеводородного сырья по его плотности и вязкости, представленный в таблице:

Наименование сырья	Плотность и вязкость сырья
Тяжелая нефть нормальной вязкости	Плотность более 900 кг/м ³ , вязкость менее 30 мПа _* с
Тяжелая высоковязкая нефть	Плотность более 900 кг/м ³ , вязкость 30-200 мПа _* с
Тяжелая и сверхтяжелая сверхвязкая нефть	Плотность более 900 кг/м ³ , вязкость 200-50000 мПа _* с
Природный битум	Плотность более 1000 кг/м ³ , вязкость более 50000 мПа _* с

- В отечественной классификации впервые приоритетное значение отводится системе экономических показателей освоения запасов и перспективных ресурсов углеводородов. Это обусловлено как переходом к рыночной экономике и изменением нормативно-правовой базы в области недропользования, так и необходимостью соответствия экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа международным стандартам. Такая оценка необходима для определения стартовых условий аукционов по продаже лицензий на право пользования участками недр, для привлечения инвестиций в разработку месторождений и размещения ценных бумаг нефтегазодобывающих компаний на международных фондовых биржах. В качестве критериальных показателей эффективности освоения месторождений рекомендуется рассчитывать такие **экономические показатели, как: приведенный чистый денежный доход и рентабельность, риски, что в целом должно способствовать более эффективному управлению государственным фондом недр.**

Таким образом, можно сделать вывод, что единых генетической и промышленной классификаций битумов не создано.

Общепринятых критериев для деления тяжелого углеводородного сырья на классы, в том числе для проведения границы между нормальными нефтями, нетрадиционными нефтями и природными битумами, пока не существует.

Факторы, контролирующие распределение залежей СВН (ПБ)

□ ГЕНЕТИЧЕСКИЙ

□ СТРУКТУРНЫЙ

□ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ

□ ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЙ

Систематические работы, направленные на изучение пермских битумов, ОАО «Татнефть» начало проводить с 1970 г. За период с 1970 по 1994 гг. успешно реализовано несколько программ исследований. На эти цели затрачено 770 тыс. м проходки (4181 скважина), отобрано 253 000 м керна, выполнен оптимальный комплекс ГИС в 756 скважинах, сокращенный в 3318 скважинах, испытано на приток 168 скважин, проведены гидрогеологические исследования и пробная эксплуатация, соответственно, в 114 и 16 скважинах, выполнено свыше 350000 лабораторных анализов керна. Основные работы были сосредоточены на территории восточного склона Мелекесской впадины и прилегающей части Южно-Татарского свода, ставшие крупным полигоном по изучению битуминозности пермских отложений.

Состояние изученности
сырьевой базы тяжелых нефтей
и природных битумов пермских
отложений и возможности ее
освоения.

В Республике Татарстан выявлены и изучены 158 месторождений (запасы категорий С1 и С2) и нефтескоплений (перспективные ресурсы категории С3) СВН нижнепермского отдела, уфимского и казанского ярусов. В их состав входят 255 залежей. Кроме них, по керну структурных скважин установлено ещё около 200 нефтепроявлений, которые не изучены и не оконтурены (территория сосредоточения прогнозных ресурсов категории Д1).

Нефтебитумоносные комплексы Татарстана
В зависимости от стратиграфической
приуроченности
нефтебитумопроявлений в разрезе
пермских отложений территории
Татарстана выделяются четыре
(ТГРУ) нефтебитумоносных
комплекса.

Нижнепермский битумоносный комплекс.

- Охватывает отложения от ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского ярусов.

Нижнепермские резервуары – это в основном сакмарский ярус, многопластовые. Мощность нефтенасыщенных интервалов в скважинах очень изменчива – от долей метра до 100. Нефтенасыщенность коллектора 3 – 11% масс. Пористость 0,5 – 33%. Проницаемость от 0 до 0,3 МКМ₂

Разведанность комплекса плохая.
Открыто два месторождения:
Николашкинское – высоковязкой нефти
и Матросовское – газо-нефте-битумное.

Верхнепермский терригенно карбонатный комплекс

- Комплекс представлен несколькими природными резервуарами. Уфимско – нижеказанский, связан с песчанной пачкой шешминского горизонта, перекрытой лингуловыми глинами. В нем установлено 58 месторождений ПБ, 45 из которых разведана с разной степенью детальности.

В уфимском терригенном комплексе нефтебитумо-проявления различной интенсивности отмечаются в песчаных и алевролитовых пластах шешминского горизонта. Пласты характеризуется высокими значениями проницаемости и емкости песчаных коллекторов и региональной нефтебитумоносностью - Шешминская зона нефтебитумонакопления. Песчаная пачка представлена песками и песчаниками мелко- и среднезернистыми.

Анализ современного состояния добычи тяжелого углеводородного сырья в Татарстане

- В соответствии с «Концепцией развития нефтедобычи по Республике Татарстан на период до 2030 года» утвержденные расчетные уровни добычи нефти по компании ПАО «Татнефть» до 2030 г. должны обеспечить стабилизацию ее объемов добычи на уровне 30 млн. т в год. При этом важную роль в общем объеме добычи нефти по ПАО «Татнефть» будет иметь добыча битумов

История освоения месторождения

- 1972 г. –открытие залежи высоковязкой нефти шешминского горизонта Ашальчинского поднятия
- 1989 г. - начало опытнопромышленных работ по применению паротеплового воздействия согласно проектным документам 1975 и 1987 гг.
- В рамках проекта с использованием вертикального фонда скважин были созданы два элемента по семи- (1989 г.) и девяти- (1991 г.) точечной системе с расстоянием между вертикальными скважинами 100 м. В первом элементе организовано паротепловое воздействие, во втором - парогазовое.
- 1989 г. – начало паротеплового воздействия. Закачка пара осуществлялась циклически.

Парогравитационная технология

Процесс гравитационного дренирования:

- Постоянная закачка агента
 - Два горизонтальных ствола
 - Средняя длина 400 м
 - Расстояние по вертикали 5 м
 - Агенты - пар, пар+спецагент, спецагент
-
- Создание паровой камеры которая сжижает вязкую нефть

*2005 г.- программа по освоению запасов высоковязких
тяжелых нефтей Татнефть;*

*2006г. - опытно-промышленные работы по испытанию
технологии гравитационного дренирования;*

01.01.2013 пробурено 37 горизонтальных скважин.

*Было отобрано 180 тыс.т нефти – 5% от начальных
извлекаемых запасов*

Кизвл=0.018д.ед

- Основными способами их извлечения являются скважинные и рудничные. К рудничным способам относятся шахтные и карьерные методы. При этом способе порода извлекается на поверхность, а природные битумы и высоковязкие нефти, содержащиеся в ней, экстрагируют растворителями, горячей водой, паром с добавками ПАВ, щелочами и др.

- Благодаря снижению фазовой проницаемости и соответствующему повышению давлений нагнетаний, закачиваемые агенты поступают в большее число пропластков. Рост градиентов давления способствует вытеснению высоковязких нефтей и природных битумов из малопроницаемых пропластков. Выбор системы воздействия на ПБ и СВН рекомендуется с использованием общемировых критериев применимости методов повышения нефтеотдачи.

- При закачке теплоносителя в пласте образуются две области – область, охваченная теплом, и область, не охваченная теплом. Эти области непостоянные и изменяются во времени. При этом в процессе нагнетания теплоносителя область, охваченная теплом, возрастает по направлению от нагнетательных скважин к добывающим. Наличие в пласте двух областей формирует механизм вытеснения нефти. В связи с высокими температурами в зоне пара из высоковязкой нефти, вследствие ее перегонки, выделяются легкие компоненты, способствующие повышению коэффициента вытеснения. Количество легких компонентов зависит от состава высоковязкой нефти. Чем “легче” нефть, тем больше количество легких компонентов образуется в пласте, и тем выше коэффициент нефтеотдачи.

- Важным фактором в улучшении технологии применения закачки пара для увеличения нефтеизвлечения пластов является использование тепловых оторочек. Закачиваемая вслед за паром холодная вода регенерирует часть ушедшего тепла и перемещает образованный ранее углеводородный вал. Огромные запасы тяжелых нефтей и природных битумов в мире требуют к ним особого отношения. В самых благоприятных условиях на естественных режимах из пластов можно извлечь 3 – 8%, в лучшем случае 15%, в зависимости от вязкости тяжелой нефти и битума, условий залегания пластов.

- С помощью тепловых методов, которые в большинстве случаев рассматриваются как первичные, ситуация может быть существенно изменена. В Калифорнии, например, с помощью тепловых методов нефтеотдача на ряде крупных месторождений уже превысила 50 %, что является в высшей степени эффективной даже для легких нефтей. Следует отметить, что в ряде случаев традиционные тепловые методы, несмотря на их перспективность, не могут найти широкого применения в силу целого ряда экономических, технико-технологических и экологических причин

- Тяжелые нефти и природные битумы в северных регионах России (Ухта, Уса, месторождений Русское, Ярега и ряд других) и Канады обладают уникальными свойствами, делающими эти нефти важным источником получения ценнейших продуктов (например, арктических масел). Применение традиционных тепловых методов может необратимо повлиять на ухудшение качества нефти. В настоящее время на небольших месторождениях с запасами тяжелых нефтей и ПБ экономически не выгодно использовать тепловые методы из-за высоких начальных инвестиций, связанных с дороговизной оборудования (компрессоры, парогенераторы, нагреватели, и др. оборудование), бурением скважин и т.д

- Канада занимает второе место в мире после Саудовской Аравии по запасам нефтяного сырья [77-83]. В конце 2005 года извлекаемые запасы ПБ в Канаде составляли более 30 млрд тонн. Это в основном залежи тяжелых нефтей и ПБ в песчаниках Атабаски провинции Альберта. В настоящее время уровень добычи нефти из битуминозных песчаников Атабаска составляет более 150 млн тонн в год и, по прогнозам экспертов, к 2016 году он увеличится в 3 раза. За период с 1996 по 2004 год инвестиции в разработку битуминозных песчаников составили более 36 млрд долларов. Дополнительно 45 млрд долларов инвестиций в данном секторе экономики ожидается к 2016 году.

- Битуминозные песчаники в провинции Альберта разрабатываются как карьерным способом («surface mining») компаниями: «Синкруд» (Syncrude), «Санкор» (Suncor), «Шелл» (Shell) и др., так и скважинными методами добычи («in situ production») компаниями: «Петро-Кэнеда» (Petro-Canada), «Нэксен-Опти», (Nexen-Opti), «Империял Ойл» (Imperial oil) и др. Уровень нефтеизвлечения для карьерных методов добычи составляет в среднем 90% и для скважинных методов – 70 %.

- На стадии ОПР тестируются новые перспективные методы и технологии, из которых можно отметить следующие: процесс с добавлением растворителя (Solvent Aided Process - SAP), процесс комбинации внутривпластового горения (вертикальная скважина) и добычи нефти из горизонтальной скважины (THAI - Toe to Heel Air Injection — «Тай-процесс»), электропрогрев пласта (Electro-Thermal Dynamic Stripping Process - ET-DSP), использование импульсов давления (Sonics –Pressure Pulsing) и технологии с закачкой азота, азота и углекислоты или только углекислоты.
- На сегодняшний день используются несколько различных по своей сущности технологий извлечения природных битумов, которые считаются успешными:

Циклическая закачка пара (Cyclic Steam Stimulation - CSS).

- Процесс разработан и используется на месторождении Cold Lake компанией «Империял Ойл» (Imperial oil), где преимущественно на вертикальных скважинах поочередно производится закачка пара и извлечение водобитумной смеси. Введенное с паром тепло нагревает битум и уменьшает его вязкость. Нагретая зона создается через каналы, по которым разогретый битум может снова течь в скважину. Процесс является хорошо отработанным, однако основным ограничением является низкая начальная битумоотдача (не более 17%). В настоящее время в компании «Империял Ойл» (Imperial oil) ведутся работы по усовершенствованию процесса (post-CSS).

- Крупнейший в Канаде проект по внутрипластовым методам добычи ПБ осуществляется на месторождении Cold Lake в провинции Альберта, начиная 1958 года. В 1964 году развитие метода осуществлялось в рамках проекта Ethel, в котором были протестированы несколько схем извлечения битума, включая циклическую закачку пара и внутрипластовое горение. В 1975 году в рамках нового пилотного проекта May технология циклической закачки пара использовалась в демонстрационном режиме для отработки технических возможностей.

- В настоящее время компания «Империял Ойл» с самым высоким уровнем добычи на месторождении Cold Lake добывает 20 тыс. м³ ПБ в сутки приблизительно из 3800 скважин. Добытая продукция разбавляется конденсатом, чтобы сделать возможной ее транспортировку по трубопроводу. Предполагается, что битумоотдача составит в среднем от 18 до 25% от начальных запасов. Также частично используется метод, который предусматривает непрерывную закачку пара в вертикальные нагнетательные скважины. Битум добывается из других вертикальных и горизонтальных скважин, расположенных определенным образом.

Метод SAGD - Steam-Assisted Gravity Drainage - паро-гравитационный метод дренирования

- Парогравитационный метод дренирования нефти представляет собой экономичный метод увеличения добычи и обеспечения доступа к запасам, которые ранее считались неизвлекаемыми. Уровень добычи при использовании традиционных методов применения пара составляет в среднем 18-25%. Для добычи тяжелой нефти или битума методом SAGD используются две горизонтальные скважины, одна из которых расположена в верхней части пласта-коллектора, а другая - в нижней. Пар закачивается в скважину, расположенную в верхней части пласта. В результате нефть нагревается и самотеком стекает вниз в скважину, расположенную в нижней части пласта-коллектора**

- потенциал для внутрислоистовых методов добычи преимущественно в маломощных битумных пластах, с подстилающей водой или реактивной минералогией (водонабухающие глины). Процесс является пилотным и проходит стадию ОПР.
- В последнее время в Канаде разрабатывается множество новых перспективных процессов и технологий по добыче ПБ, которые находятся на стадии испытаний. В большинстве эти технологии являются вариантами или комбинациями известных технологий и используют те же принципы.

Процесс с добавлением растворителя (Solvent Aided Process - SAP)

- имеет целью объединить преимущества использования пара и растворителя. В SAP, небольшое количество углеводородного растворителя (в основном бутан) вводится как добавка в пар в процессе SAGD. Использование SAP значительно улучшает энергетическую эффективность SAGD за счет уменьшения количества тепла для необходимого снижения вязкости битума [108-111]. Начиная с 2004 года метод эксплуатируется в режиме ОПР в проекте Encana's Christina Lake SAGD.

THAI (Toe to Heel Air Injection) — «Тай-процесс».

- Процесс комбинации внутривпластового горения (вертикальная скважина) и добычи нефти из горизонтальной скважины. Технология на стадии разработки и опытно-промышленных испытаний.
- Также необходимо отметить технологии по электро-прогреву пласта (Electro-Thermal Dynamic Stripping Process - ET-DSP), использование импульсов давления (Sonics –Pressure Pulsing) и закачку азота, азота и углекислоты или только углекислоты. Для некоторых технологий уже могут быть сформулированы предварительные критерии их применимости.

Критерии применимости технологий

- Анализ основных технологий по добыче природных битумов, разработанных и применяемых на месторождениях Канады, позволяет ранжировать скважинные технологии по себестоимости добычи и коэффициенту битумоизвлечения следующим образом:
- SAGD - себестоимость добычи - \$ 29 за м³, коэффициент битумоизвлечения – 60-70%.

- VAPEX - себестоимость добычи - \$ 42 за м³, коэффициент битумоизвлечения – 60-70%.
- CHOPS - себестоимость добычи - \$ 42,3 за м³, коэффициент битумоизвлечения – 10%.
- CSS - себестоимость добычи - \$ 54 за м³, коэффициент битумоизвлечения – 17%.
- Методы открытой разработки или поверхностной добычи битума имеют себестоимость порядка \$ 82 за кубический метр. Коэффициент битумоизвлечения – более 90%.

- За последние годы, цены на битум очень сильно различались - 42 – 100 долларов за кубический метр. Себестоимость всех внутрипластовых процессов и существующих поверхностных методов разработки битумных месторождений – в пределах или даже ниже этих цен; тем не менее, крупномасштабные методы поверхностной разработки в лучшем случае находятся на грани рентабельности.
- По оценкам специалистов индустрия тяжелых нефтей и битуминозных песчаников в Канаде находится в начальной стадии основного периода роста. Несколько прорывных технологий сделали это возможным, но они в раннем этапе коммерциализации и пока еще имеется много технических проблем.

- Данные по себестоимости, которые могут показывать технологии, обеспечивают их потенциал в плане экономической эффективности. Несколько крупных проектов по добыче тяжелых нефтей и битумов были заявлены в течение двух лет. Практически все проектные технологии имеют высокие капитальные затраты, однако вложения могут быть даже выше, в случае, если эти технологии будут такими эффективными, как планировалось. Принимая во внимание все «не технические» факторы, которые содействовали оптимизму в развитии новых технологий, добыча тяжелых нефтей и битуминозных песчаников в Канаде и производство синтетической нефти может удвоиться в течение следующих пяти лет.

- Критерии применимости некоторых апробированных технологий добычи природных битумов, в зависимости от их физико-химических свойств и геологических характеристик залежей.

Критерии для CSS

- неприменим в присутствии газовой шапки, набухающих глин; глубина < 1400 м; пластовое давление < 8,6 МПа; нефтенасыщенная толщина пласта > 6-8 м; проницаемость > 500 мД; вязкость битума < 15000 мПа·с; вязкость битума > 100 мПа·с; пористость > 25 %; битумонасыщенность > 0,125; текущее соотношение вода-битум < 3.

Критерии для SAGD

- неприменим в присутствии газовой шапки, трещиноватости, набухающих глин; нефтенасыщенная толщина пласта > 12 метров; глубина < 1400 метров; пластовое давление $< 10,35$ МПа; проницаемость > 1000 мД; вертикальная проницаемость > 100 мд; вязкость битума > 2000 мПа·с; пористость > 26 %; битумонасыщенность $> 0,13$ условных единиц; текущее соотношение вода-битум < 10 .

Критерии для VAPEX (предварительные)

- неприменим в присутствии газовой шапки, трещиноватости; нефтенасыщенная толщина пласта > 12 м; вязкость битума > 600 мПа · с, горизонтальная проницаемость пласта > 1000 мД; вертикальная проницаемость > 200 мД; текущее соотношение вода-битум < 10 .

Критерии для ТНАИ технологий

- нефтенасыщенная толщина пласта > 5 м, глубина > 150 м; проницаемость > 100 мД; пористость $> 18\%$; вязкость битума > 100 мПа·с; битумонасыщенность $> 0,065$; отсутствие подстилающих вод.

Критерии для циклической закачки углекислоты

- метод неприменим в присутствии газовой шапки; подстилающих вод, активного ВНК; пластовое давление $> 2,0$ МПа; плотность битума < 980 кг/м³; вязкость битума < 600 мПа · с; битумонасыщенность > 50 %; глубина > 200 м.

Лабораторные исследования и промысловые испытания

- В Канаде, США, Венесуэле, Германии, КНР показали принципиальную возможность извлечения тяжелых нефтей с помощью и нетепловых технологий, таких как воздействие на пласт электричеством или токами низкой частоты, закачка в пласт газов, растворителей, полимеров, щелочей и т.д.

- К числу таких технологий можно отнести:
- электромагнитный низкочастотный прогрев пласта;
- прогрев пласта электрическим током;
- технология холодной добычи тяжелых нефтей;
- закачка в пласт полимеров, ПАВ, щелочи;
- закачка в пласт газов;
- беспламенное генерирование пара в пласте;
- закачка пара в подстилающий водоносный горизонт.

Пять основных фактора, определяющих механизм вытеснения нефти

- Создание в пласте режима растворенного газа.
- Образование в пласте вспененной нефти.
- Темп падения давления.
- Вынос песка из пласта.
- Использование горизонтальных скважин.

Научное обоснование экспериментальных и опытно-промышленных работ по отработке инновационных технологий добычи тяжелых нефтей и природных битумов в Татарстане

- Анализ длительного применения систем разработки и особенно увеличения нефтеотдачи (МУН), показывает решающее значение природных характеристик месторождений и адаптированность к ним конкретных методов. Один и тот же метод в определенных условиях может быть высокоэффективен, а в других – его эффективность нулевая или даже отрицательная. Поэтому решающее значение приобретает детальное изучение геологической характеристики месторождений и выбор наиболее эффективных для данных условий технологий. Проблема важнейшая, но общепринятых методов и рекомендаций подбора МУН даже для нефтяных залежей с конкретными геолого-физическими характеристиками нет. Проблема существенно усложняется для залежей сверхвязких нефтей и природных битумов, причин тому много:

- слабая изученность битуминосности пермских отложений - в результате мы имеем широкий разброс в оценке ресурсов ПБ от 1,5 до 7 - 8 млрд т
- незнание закономерностей формирования и размещения залежей СВН и ПБ;
- более сложное строение и большое разнообразие, а также существенные отличия геологических условий залегания природных битумов от нефтяных;
- отсутствие теоретических основ разработки залежей СВН и ПБ;
- нет глубокого понимания процессов битумовытеснения из коллекторов по причине отсутствия опыта их эксплуатации;
- невозможность простого копирования применяемых для нефтяных месторождений методов проектирования, контроля и управления процессами разработки для битумных объектов.

Технологии разработки тяжелых нефтей и природных битумов, готовые к промышленному внедрению

- В программе к технологиям, практически готовым к промышленному внедрению на месторождениях углеводородов, имеющих лучшую геологическую характеристику и менее вязкие сорта тяжелой нефти, отнесены отечественные технологии, отработанные в прошлом столетии. Это паротепловое воздействие, применение парагаза, комплексная «оксидатная» технология воздействия на залежи в карбонатных коллекторах, а также различные модификации зарубежной технологии термо-капиллярно-гравитационного воздействия на битумоносный пласт (SAGD).

Технология SAGD - термокапиллярно-гравитационного воздействия на битуминозный пласт (ОАО «Татнефть»).

- На основании выполненных работ и с учетом опыта эксплуатации Мордово-Кармальского, Ашальчинского и Ярегского месторождений группой авторов РТ предлагается опробовать способ добычи с помощью вертикально-горизонтальной системы скважин как наиболее приемлемый и эффективный при разработке битумных месторождений Татарстана.

Паротепловой метод воздействия (ТатНИПИнефть).

- Традиционный способ паротеплового воздействия (ПТВ) на нефтяной пласт представляет собой закачку расчетного объема теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки и последующее продвижение ее по пласту в сторону добывающих скважин. Механизм извлечения нефти из пласта при нагнетании в него горячего рабочего агента основывается на изменениях свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на извлечение высоковязкой нефти.

Комплексная «оксидатная» технология воздействия на карбонатный коллектор.

- Суть данной технологии заключается в том, чтобы инициировать синтез оксидата в специальном устройстве, спускаемом на забой скважины и устанавливаемом в необходимом интервале обработки. С поверхности в устройство подается фракция легких углеводородов (гексановая, ШФЛУ и т.п.), содержащая специальные селективные катализаторы и воздух. Технология предназначена для интенсификации процесса комплексного воздействия на продуктивные пласты карбонатных коллекторов, насыщенных высоковязкой парафинистой нефтью

Технологии добычи тяжелых нефтей и природных битумов на стадии опытно-промышленных работ

- Тяжелые нефти и природные битумы относятся к трудноизвлекаемым запасам, добыча которых связана с применением энергоемких технологий и технологий способных эффективно разрабатывать их залежи, расположенные на достаточных глубинах, а также пласты или участки пласта с толщиной менее 10 м. В настоящее время многие технологии требуют доработки и доведения их до стадии проведения опытно-промышленных работ.

Внутрипластовое горение с использованием горизонтальных скважин (ОАО «Татнефть»).

- Процесс внутрипластового горения (ВГ) - способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Это сложное, быстро протекающее химическое превращение, сопровождающееся выделением теплоты, используется для интенсификации добычи высоковязкой нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах с ее вязкостью более 30 мПа · с.

Повышение нефтеотдачи с помощью комбинированного термоимпульсного и термохимического воздействия на призабойную зону скважины.

- Суть технологии (ООО ЦВР МЕГАТ, ООО «НПП СПАРМ») заключается в воздействии на призабойную зону продуктивного пласта мощным энергетическим импульсом, который представляет собой комбинацию высокотемпературного теплового и гидравлического ударов, вызывающих эффект снижения гидравлического сопротивления в призабойной зоне. Эффект достигается путем сжигания в специальном устройстве – термоимпульсном и термохимическом генераторе (ТТГ), опускаемом в скважину, недетонирующих композиционных смесей, которые обеспечивают быстрое горение с тепловыделением на уровне $4 \div 5$ МДж/кг.

Технология обработки призабойной зоны скважин новым кислотным реагентом АФК.

- Группой ученых и специалистов ООО «НПП СПАРМ», ИОФХ КазНЦ РАН, ОАО был разработан и всесторонне исследован в лабораторных условиях новый кислотный комплексообразующий реагент марки АФК для обработки призабойной зоны скважин в карбонатных и глинистых коллекторах.
- Результаты модельных экспериментов по изменению проницаемости модели после воздействия на нее реагента АФК с минерализованной и пресной водой приведены на рис. 2.21 и 2.22, соответственно. Из приведенных результатов следует, что применение реагента АФК значительно увеличивает проницаемость моделей как при фильтрации минерализованных, так и пресных вод. В реальных условиях это означает увеличение радиуса активного дренирования пласта в результате частичного растворения скелета породы и блокирования вредного влияния глинистой составляющей.

Научно-исследовательские работы, направленные на разработку новых инновационных технологий добычи тяжелых нефтей и природных битумов

- До широкого промышленного внедрения новых методов освоения СВН и ПБ и доработки имеющихся технологий необходимо проведение лабораторных и теоретических исследований, направленных на разработку научных основ эффективного их применения в соответствующих условиях конкретных месторождений. Последнее обстоятельство объясняется тем, что на коэффициент извлечения СВН и ПБ влияет большое количество факторов: состав углеводородного сырья, температура, пластовое давление, физико-механические свойства пласта-коллектора, режимы нагнетания, теплофизические свойства вытесняющих агентов.

Технология вытеснения СВН и ПБ с применением CO_2 в сверхкритическом состоянии.

- Для преодоления пороговых условий и удовлетворения новым лицензионным требованиям по коэффициенту извлечения нефти (КИН более 25%) специалистами КНИТУ, НТЦ «Химия и нефтехимия» предлагается новая третичная технология добычи нефти, основанная на нагнетании в пласт сверхкритических флюидных систем (CO_2 -вытеснение, водогазовое и парагазовое воздействие). Преимуществом технологий сверхкритического CO_2 -вытеснения является то, что они могут применяться в широком диапазоне горно-геологических и физико-химических условий, а также на любой стадии освоения месторождения. Эффективность их применения на основании анализа теоретических и экспериментальных исследований определяется следующими причинами:

- снижением вязкости и увеличением подвижности вязкой нефти (растворение сверхкритического CO_2 в нефти);
- растворением легких фракций нефти в сверхкритическом CO_2 ;
- отрывом и отмывкой нефтяной пленки с поверхности частиц породы;
- вытеснением капиллярно-защемленной нефти (высокая проникающая способность сверхкритического CO_2).

Создание термоисточника с повышенной температурной мощностью для обработки призабойной зоны пласта с трудноизвлекаемой нефтью.

- Коллективом авторов КНИТУ под руководством И.Ф. Садыкова разработана новая композиция термоисточника с повышенной температурной мощностью, позволяющая эффективно производить обработку призабойной зоны пласта с трудноизвлекаемой высоковязкой нефтью и с истощенным пластовым давлением. При этом достигается продолжительное (до 15 минут) термическое (до 120 °С) воздействие, что не удастся осуществить существующими методами обработки пласта

Разработка технологий по закачке в пласт с СВН и ПБ композиций, содержащих органические растворители.

- В настоящее время для извлечения СВН и ПБ разработаны технологии, основанные на совместной закачке пара и растворителей. Это метод парогравитационного воздействия, улучшенный растворителем Expanding Solvent SAGD (ES SAGD); процесс Solvent Aided Process (SAP) с добавкой растворителя; Steam Alternating Process (SAS) – чередование закачки пара и растворителя, где в качестве углеводородного растворителя в основном используются пропан-бутан или пентан-гексановая фракции (нафта)

Использование электротеплового воздействия на пласт при разработке месторождений СВН и ПБ.

- Во всем мире традиционные методы нагревания коллектора, содержащего запасы тяжелой нефти, включают паротепловую обработку, закачку горячей воды и внутрипластовое горение.
- Значительно менее разработана технология разогрева нефти за счет выделения омического тепла при прохождении по пласту сильных электрических токов. Электротермическую обработку скважин на месторождениях тяжелой нефти осуществляют подведением электрического тока непосредственно к призабойной зоне, при этом кабель или электроизолированная труба используется в качестве проводника, подводящего ток к нефтеносному пласту. Электротепловой метод позволяет существенно и на длительный срок повышать производительность скважин.

- Таким образом, принципиальные положения стратегии освоения тяжелых нефтей и природных битумов пермских отложений РТ направлены на научное обоснование, экспериментальные и опытно-промышленные работы по отработке инновационных технологий их добычи. Опытно-промышленные работы должны показать технологическую и экономическую эффективность примененных технологий, возможность достижения приемлемых коэффициентов нефтебитумоизвлечения, доходности и окупаемости использованных технологий.

- Теоретические исследования должны способствовать созданию систем рациональной разработки залежей СВН и ПБ с применением вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных, разветвлено-горизонтальных и многозабойных скважин, а также их комбинаций, систем воздействия в разных геологических условиях. В рамках целевых программ необходимо обосновать применение инновационных технологий добычи тяжелых нефтей и ПБ с разделением их на группы по степени готовности к ОПР. *Ориентация, главным образом, должна быть сделана на анализ и выбор высокорентабельных отечественных технологий и технических средств, допуская в отдельных случаях закупку последних за рубежом.*

- Таким образом, анализ применяемых российских и мировых технологий добычи тяжелых нефтей и природных битумов показал, что четких критериев их применимости к конкретным месторождениям не существует. Каждую технологию необходимо адаптировать к отдельным месторождениям с учетом геолого-геохимических условий формирования их продуктивных залежей.

Литература и интернет

ИСТОЧНИКИ

- Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 396 с.
- Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья -/ Щепалов А.А. – уч. Пос. Нижний Новгород – 2012 г.
- Успенский Б.В. Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов республики Татарстан. Казань . Из-во ООО ПФ «Гарт» - 2008 г.
- Перспективы дальнейшего развития нефтегазового сектора Республики Татарстан: возможности и риски / Борисов Д. Мустафин А. / Нефтегазовая Вертикаль 2014 – 3 . <http://www.ngv.ru/> Дата обращения 08.05.2017
- Публичный отчет ПАО татнефть 2015,2014, 2013 [Электронный ресурс <http://www.tatneft.ru> - Дата обращения 08.05.2017
- Ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей Европейской части РФ/Макаревич В.И., Икрицкая Н.И. Богословский С.А. – Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2012.-.Т7.- №3
http://www.ngtp.ru/rub/6/43_2012.pdf - Дата обращения 08.05.2017

Литература опубликованная

- Справочник по геохимии нефти и газа. Науч. редактор С.Г. Неручев. - СПб.: ОАО "Издательство " Недр", 1998. - 576 с.
- Временная инструкция по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов природных нефтяных битумов. ГКЗ СССР. - М., 1985. - 23 с.
- ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», 2002.
- Справочник по геологии нефти и газа. Под ред. Н.А. Еременко. - М.: Недр, 1984. - 480 с.
- Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации// Тр. ВНИГРИ, вып. 185. - Л.: Недр, 1961. - 315 с.
- Гольдберг И.С. Природные битумы СССР. - Л.: Недр, 1981. - 195 с.

- Юдин Г.Т., Жабрева П.С., Атанасян С.В. Геологические условия залегания скоплений природных битумов. – М.: Наука, 1981.
- Шатский Н.С. Месторождения твердых битумов (асфальты, асфальтиты, пиробитумы) и геологические условия их образования /В кн.: Избранные труды. – М.:, Наука, 1965. – Т.3.
- Гисматуллин Р.М., Валеев Р.Н., Штейнгольц В.Л. Основные типы битумных месторождений / Геология битумов и битумовмещающих пород. - М.: Наука, 1979. - С. 45-52.
- Клубов Б.А., Шаргородский И.Е. Минеральное сырье. Битумное сырье / Справочник. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1998. - 32 с.
- Шаргородский И.Е. Условия образования жильных месторождений природных битумов Западного Урала// Советская геология. - 1986. - №6. - С. 38-43.
- Hinkle A., Batzle M. Heavy oils: A worldwide overview. Leading Edge 2006.
- Клубов Б.А., Шаргородский И.Е. Минеральное сырье. Битумное сырье /Справочник. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1998. - 32 с.

- Хисамов Р.С., Шаргородский И.Е., Войтович С.Е. Особенности пород-коллекторов и форм нахождения природных битумов/ Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения/ Материалы научной конференции. - Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2005. - С. 314-317.
- Demaison G.L. Tar sand and supergigant oil Fields. - Bull. Amer.Assoc.Petrol.Geol., 1977, vol. 61, № 11.
- Основные типы битумных месторождений /Гисматуллин Р.М., Валеев Р.Н., Штейнгольц В.Л./ Геология битумов и битумовмещающих пород. - М.: Наука, 1979. - С. 45-52.
- Шаргородский И.Е. Условия образования жильных месторождений природных битумов Западного Урала. Советская геология, 1986, № 6. - С. 38-43.
- Lebkucher R.F., Orhum F., Wolf, M. Asphaltic substances in southeastern Turkey – “Bull. Amer. Assec. Petrol. Geol.”, 1972. vol. 56, № 10, p.1939-1964.
- Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран/ Учеб. для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1990. - 405 с.

- Гарушев А.Р., Маликова М.Ю., Сташок Ю.И. Высоковязкие нефти - сырье для нефтепереработки и металлургии/ Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 11. - С. 70-71.
- Халимов Э.М., Колесникова Н.В. Промышленные запасы и ресурсы природных битумов и сверхвысоковязких нефтей России, перспективные геотехнологии их освоения/ Геология нефти и газа. - 1997. - № 3.
- Иванов В.Л. Оленекское месторождение битумов. Л.: Недра, 1979.
- Рузин Л. М. Состояние и перспективы развития технологий разработки залежей аномально вязких нефтей/ Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы региональной научно-технической конференции (20-21 ноября 2008 г.) / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2009. – 184 с.
- Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан/Под. ред.проф., д.г.-м.н. Р.С.Хисамова - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. - 295 с.