

нефтевытеснения и уменьшению объема охватываемых заводнением фрагментов пласта. Имеет значение и соотношение объемных и поверхностных реологических характеристик контактирующих жидкостей. Эти причины можно устранить введением водных растворов различных химических веществ. Из всего многообразия химреагентов одними из наиболее перспективных являются поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры и гелеобразующие составы (ГОС). Первые влияют на состояние поверхности раздела фаз и капиллярные силы (отмыв нефти от породы). Вторые – на объемные реологические характеристики (вязкость) и часто также имеют собственную поверхностную активность. Третьи изменяют гидродинамическое сопротивление заполненного объема и перераспределяют направление фильтрационных потоков в пласте (потокоотклоняющие технологии). При формировании межфазной поверхности «нефть-нефтевытесняющий раствор» ПАВ и другие компоненты состава адсорбируются на границе раздела, переходят в нефтяную фазу с характерным коэффициентом распределения. В свою очередь природные ПАВ адсорбируются со стороны нефтяной фазы и взаимодействуют с ними. Свойства поверхности раздела являются следствием состава и закачиваемого в пласт раствора, и нефти.

Используя специальные ПАВ или композиции можно получить весьма эффективное моющее действие при почти нулевом значении межфазного натяжения, однако поверхность раздела фаз (фронт) при этом теряет устойчивость. Чем эффективнее моющее действие, тем менее стабильна поверхность. В результате образуется термодинамически устойчивая так называемая микроэмульсия. При достаточно неравновесных начальных условиях (разнице химических потенциалов ПАВ в контактирующих фазах) возникает поток вещества через поверхность раздела. Такие самопроизвольно протекающие гидродинамические процессы (эффект Марангони) вызывают образование нестабильных эмульсий в условиях больших значений межфазного натяжения.

Возможная гидродинамическая неустойчивость и механическое перемешивание также провоцирует образование эмульсии, которая влияет на вытеснение нефти. Эволюцию столь сложной системы во многих случаях можно условно разделить на 2 этапа: 1-й - до потери устойчивости поверхности раздела, характерней чертой которого является уменьшение поверхностного натяжения; 2-й - после потери устойчивости, приводящей к образованию дисперсных систем. Таким образом, взаимодействие нефти и нефтевытесняющих жидкостей сложного состава может сопровождаться изменением макроскопической границы раздела, появлением среднего эмульсионного слоя, изменением вязкостей контактирующих фаз, и результат не поддается теоретическому анализу. Требуется физическое моделирование ситуации.

В настоящее время используются в основном насыпные 1D модели нефтевытеснения, когда в трубку диаметром много меньшим длины помещают измельченный керновый материал, насыщают его нефтью, и в дальнейшем вытесняют ее при температуре и давлении пласта [1]. Такой эксперимент дает необходимую информацию, однако довольно длителен и дорог. Требуется специальной конструкции высокого давления. 2D модели [2] еще более сложные. Для предварительного отбора перспективных составов нужны более простые конструкции. Возможная следующая последовательность использования предлагаемых простых моделей:

1. Статическая 3D модель без вынужденно движущихся потоков – стакан с наложенными жидкостями. Можно визуально наблюдать и фотографировать образование эмульсий, измерять значение вязкостей контактирующих объемов, межфазное натяжение и межфазную поверхностную вязкость, проводить стратификационные измерения.

2. Динамическая 1D линейная капиллярная модель. Состоит из параллельно соединенных капилляров разного диаметра на площадке оптического сканера. С помощью присоединенного компьютера можно наблюдать распределение потоков и отмыв капилляров в динамике.

3. Динамические 2D модели. Ячейка Хеле-Шоу. Плоская капиллярно-связная модель из прозрачных параллельных пластин с зазором, намного меньшим, чем их ширина с нетканым материалом между ними. Можно визуально наблюдать и фотографировать так называемое «фрактальное» вытеснение, образование «вязких пальцев».

Указанные модели были созданы. В качестве жидких компонент использовались подкрашенные вода и растительное масло.

#### Литература

1. Кувшинов И.В., Кувшинов В.А., Алтунина Л.К. Технология покомпонентной закачки композиций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2013. №8. С 98-100.
2. A. Skauge, P.A. Ormehaug, B.F. Vik, C. Fabbri, I. Bondino & G. Hamon. Polymer flood design for displacement of heavy oil analysed by 2d-imaging / 17th European Symposium on Improved Oil Recovery. St. Petersburg, Russia, 16-18 April 2013.

### МЕТОДИКА АНАЛИЗА И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МАЛОРЕНТАБЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ

**Р.М. Шайхисламов, С.Ю. Рябов, С.В. Репчук**

Научный руководитель старший преподаватель Е.Н. Иванов

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

В Томской области разведка месторождений проводилась с 1962 года и в настоящее время число их составляет около 110, в том числе к нефтяным относится 79. По извлекаемым запасам углеводородного сырья (категории С1) приходится 6 крупных месторождений и 4 средних. Остальные 69 малых нефтяных месторождений Томской области приходится 18 % извлекаемых запасов категории С1. Вероятность открытия

новых крупных месторождений крайне мала, а месторождений с запасами более 30 млн. тонн находятся на последней стадии разработки, поэтому внимание к малым месторождениям неуклонно растет [1].

Малые нефтяные месторождения на территории Томской области отличаются сложностью геологического строения, отсутствием однозначной модели залежи; незначительными извлекаемыми запасами категории С1 (около 1 млн. т. на каждую открытую залежь), удаленных от коммуникаций, производственной и социальной инфраструктуры и низкой эффективностью геологоразведочных работ. Особенностью малых месторождений Томской области является то, что промышленный приток нефти характерен для 1-2 скважин из 5-10 пробуренных на площади. Ввод в пробную эксплуатацию осуществляется не в течение 3-х лет, а срок 10-15 и более лет. Фактически, период пробной эксплуатации одновременно и являлся промышленной разработкой малого нефтяного 1-2 поисковыми скважинами. Основной режим эксплуатации таких месторождений является фонтанный способ.

Подходы к освоению и разработке малых месторождений должны существенно отличаться от традиционных. Это касается не только темпов добычи, систем разработки, а также новых подходов и методов проектирования разработки, основанных на применении систем скважин сложной архитектуры (горизонтальные, многозбойные). Принципы их освоения, а также оценка коэффициента охвата и КИН в настоящее время обозначены недостаточно четко, в результате чего стандартные схемы разработки часто оказываются неэффективными. Ввод в эксплуатацию малых нефтяных месторождений, при темпе отбора 10%, могут обеспечить добычу до 20 - 30 млн.т. нефти в год или 20-30% добычи по округу. Немаловажное значение имеет освоение небольших газовых месторождений с целью:

- 1) подачи газа ближайшим местным потребителям,
- 2) использование для технологических нужд компрессорных станций,
- 3) объединение месторождений в группу для промышленной добычи с целью подпитки магистрального газопровода.

Данные направления имеют определенные преимущества по сравнению с освоением крупных и уникальных месторождений, как правило, удаленных от потребителя на сотни и тысячи километров. При определении темпов разработки малых газовых залежей и месторождений для местного газопотребления в качестве базовой величины годовых отборов газа по группе мелких залежей (или одной залежи) должна быть выбрана местная потребность в газе, либо уровни добычи, необходимые для покрытия пиковых нагрузок потребителей, получающих газ из систем региональных газопроводов. Ввод в эксплуатацию первоочередных малых газовых залежей, при темпе отбора 2%, позволит добывать 5 - 10 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Объем добычи по мелким месторождениям невелик и составляет лишь 1-2% годовой добычи округа, но имеет особо важное значение для жизнеобеспечения местного населения и промышленных узлов [2].

Главная задача геолого-промыслового анализа нефтяного или газового месторождения является оценка эффективности проектируемой системы разработки. Увеличить технологические показатели можно за счет изменения существующей системы разработки или ее усовершенствования при регулировании процесса эксплуатации месторождения. Но крайне важно учитывать, что технологические показатели разработки в большой степени зависят от геолого-физической характеристики залежи, при этом определяющими являются тип, размер и форма нефтяной или газовой залежи, степень геологической неоднородности продуктивного объекта, запасы нефти и газа в нем, подвижность насыщающего пласт флюида, фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Исходя из этих данных, выполняется анализ разработки месторождения, определяются виды исследований при оценке перспектив развития нефте- и газодобычи, намечаются геолого-технические мероприятия, направленные на повышение эффективности разработки. За период освоения и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири накоплен огромный объем информации, фактических, опытных и обобщающих данных о геологии залежей, истории разработки, выработке запасов, техническим и технологическим решениям. На основе накопленного опыта на этапе первичного проектирования по геолого-физической характеристике пластов можно прогнозировать их добычные возможности, предлагать возможные технологии воздействия на пласт, оценивать вклад и влияние благоприятных и негативных факторов на процесс разработки. При оценке перспектив освоения месторождения (залежи, пласта, объекта, участка) необходимо учитывать следующие критерии:

1. Географическое и административное положение района работ.
2. Наличие и степень развития инфраструктуры в рассматриваемом районе. Расстояние до транспортных коммуникаций, наличие вблизи разрабатываемых месторождений, социальной инфраструктуры и других факторов часто играют определяющую роль в стратегии освоения, как конкретного месторождения, так и района в целом.
3. Год открытия и ввода в разработку месторождения.
4. Объемы запасов углеводородного сырья (мелкие, средние, крупные).
5. Классификация месторождений по фазовому состоянию флюидов (нефтяное, газовое, газоконденсатное).
6. Степень разведанности. Если отношение  $C2/(A+B+C1+C2) < 0.20$  д.ед., то месторождение считается разведанным, иначе – требуется постановка дополнительных геологоразведочных работ, т.е. бурение разведочных скважин, отбор керна, проб флюидов, испытание пластов, ГДИ, ГИС, ПГИ и др.
7. Степень вовлечения запасов в разработку (если все запасы УВС отнесены к категориям А и В – месторождение разбурено полностью, если часть запасов отнесено к категории С1 – требуется продолжение эксплуатационного бурения).
8. Количество пластов (однопластовое или многопластовое месторождение).

9. Промыслово-геологические характеристики основных продуктивных пластов.  
 10. Качество запасов (коллекторы высоко- или низкопродуктивные; доля запасов в ВНЗ и ГНЗ; коэффициенты продуктивности).  
 11. Стадия разработки месторождения, объекта, залежи (начальная, основная и т.д.)  
 12. Наличие и тип действующего проектного документа (проекты пробной эксплуатации, тех.схема опытно-промышленной разработки, технологическая схема, проект разработки).  
 13. Входной дебит газа, конденсатный фактор, дебит жидкости, входная обводненность, газовый фактор.

Положительные и отрицательные факторы, определяющие особенности разработки залежей, приведены в табл.1. Эффективность разработки месторождения нефти или газа определяется достаточно большим количеством критериев общегеологического плана (например, тип залежи, величина запасов и др.), свойствами пластов и пластовых флюидов. В этой связи возникает необходимость их систематизации. Результаты обобщения критериев, применяемых в теории и практике, приведены в табл. 2.

Все критерии разделены на три группы: характеристики залежей, коллекторские свойства пластов, физико-химические свойства флюидов. В первом столбце указан параметр залежи, пласта, флюида. Во втором столбце - классификация по параметру, расчетная или эмпирическая формула. В третьем столбце - область применимости, либо последствия воздействия. На этапе предпринятых работ оценка условий разработки производится на основе укрупненных критериев, таких как условия залегания пластов, величина запасов УВС, стратиграфическая принадлежность.

#### Выводы

Анализ физических характеристик пластов позволяет наметить подходы к проектным решениям. Так величины пористости, проницаемости, нефте-газонасыщенной толщины являются определяющими параметрами для оценки входного дебита жидкости и газа, проведения геолого-технических мероприятий с целью интенсификации добычи, нефтенасыщенность в определенной мере характеризует начальную обводненность продукции нефтяных скважин, коэффициент продуктивности позволяет выбрать способ эксплуатаций (ЭЦН, ШГН), эффективная толщина пласта является одним из основных критериев оценки извлекаемых запасов нефти и газа.

Таблица 1

#### Основные факторы, определяющие особенности процесса разработки месторождения УВС

Благоприятные	Неблагоприятные
Доля ЧНЗ больше 75 % (доля ВНЗ меньше 25 %)	Доля ЧНЗ меньше 50 %, имеется ВНЗ, ГНЗ, ГНВЗ
Свойства нефти ньютоновские (нефть маловязкая, легкая или средней плотности)	Свойства нефти неньютоновские (высоковязкая, тяжелая нефть)
Газовый фактор: - низкий (менее 50 м <sup>3</sup> /т); - повышенный (более 90 м <sup>3</sup> /т); - давление насыщения ниже начального пластового давления (менее 0.85•Р <sub>нач</sub> )	Газовый фактор: - очень высокий (более 300 м <sup>3</sup> /т); - давление насыщения равно или близко начальному пластовому давлению
Пластовый газ сухой, плотность газа по воздуху менее 1.0, Кф менее 50 г/м <sup>3</sup>	Пластовый газ жирный, плотность газа по воздуху более 1.0, Кф более 50 г/м <sup>3</sup>
Отсутствуют агрессивные компоненты: CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, парафины (менее 2 %)	Имеются агрессивные компоненты: CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S (больше 0.02 г/м <sup>3</sup> ); Наличие парафина (больше 6 %)
Коллектор Поровый; крепкоцементированный	Коллектор слабощементированный
Термобарические условия типичные: Р <sub>пл</sub> – гидростатическое; Тпл = 0.03*L (температурный градиент порядка 0.03)	Термобарические условия нетипичные: Р <sub>пл</sub> – АВПД, АНПД; Тпл – выше 100 оС или ниже 30 оС.
ФЕС высокие: - Кп более 0.15 д.ед.; - Кпр более 0,02 мкм <sup>2</sup> ; - Кпесч более 0.6 д.ед.; - Кпрод более 5 м <sup>3</sup> /сут/МПа	ФЕС низкие: - Кп менее 0.10 д.ед.; - Кпр менее 0,01 мкм <sup>2</sup> ; - Кпесч менее 0.3 д.ед.; - Кпрод менее 1 м <sup>3</sup> /сут/МПа

Таблица 2

Систематизация свойств залежей и пластовых флюидов по условиям проектирования и разработки

Наименование параметра	Свойства		Примечания, оценки применимости	
1	2		3	
1. Характеристики залежей				
1.1. Тип коллектора	Поровый		Возможна модель двойной пористости (трещинно-поровый)	
	Трещинный		Положительный фактор	
1.2. Тип залежи	Массивная, пластовая сводовая		Положительный фактор	
	Литологически экранированная, тектонически экранированная		Положительный фактор с ограничениями	
	Литологически ограниченная		Отрицательный фактор	
1.3. Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	< 10 - малые размеры > 100 - большие размеры		Залежи совпадают в плане или смещены. Максимальная плотность запасов – область совмещения контуров залежи.	
1.4. Соотношение линейных размеров залежи	Ширина ≤ 2,0 км		Приконтурное (законтурное) заводнение	
	Ширина > 4,0 км		Внутриконтурное заводнение	
1.5. Геологические запасы	AB/(AB+C1) < 0,1 – объект не разбурен или находится в начальной стадии геологического изучения		Кат. АВ – разбуренные (вовлеченные в разработку) запасы Кат С1 – не разбуренные. Необходимо эксплуатационное бурение AB+C1 – разведанные запасы, утверждены ГКЗ или ЦКЗ. С2 – предварительно оцененные. Рекомендуется бурение разведочных скважин. С3 – перспективные ресурсы. Рекомендуется бурение поисковых скважин	
	0,1 < AB/(AB+C1) < 0,9 – стадия разбуривания			
	AB/(AB+C1) > 0,9 – завершающее бурение			
	C2/(AB+C1+C2) ≥ 0,2, то залежь (месторождение) недоразведано			
1.6. Извлекаемые запасы	Классификация месторождений нефти:		Классификация месторождений газа:	
	< 10 млн т 10-30 млн т 30-300 млн т > 300 млн т	мелкое среднее крупное уникальное	< 10 млрд м <sup>3</sup> 10-30 млрд м <sup>3</sup> 30-500 млрд м <sup>3</sup> > 500 млрд м <sup>3</sup>	мелкое среднее крупное уникальное
	0,20-0,40		Средний	
	< 0,2		Низкий	
1.8 Наличие ВНЗ, ЧНЗ	Доля ВНЗ < 0,25		удовлетворительно	Для ЧНЗ

			характерно: fvх = 0, большая безводная добыча = 20- 80 % НИЗ Для ВНЗ характерно: fvх > 0, ΣQн ≈ 5-15 тыс. т., быстрое обводнение	
	Доля ВНЗ > 0,5	неудовлетворительно		
1.9. Наличие ГНЗ, ГНВЗ,	Газонефтяная залежь или нефтяная залежь с газовой шапкой	Газовая шапка является осложняющим фактором разработки нефтяной залежи		
	Нефтегазовая или газовая залежь с нефтяной оторочкой	Нефтяная оторочка является осложняющим фактором разработки газовой залежи		
1.10. Темп отбора от запасов нефти	3-4 % от извлекаемых запасов для крупных месторождений (залежей)	Максимальная годовая добыча нефти: (0,03 – 0,06) · Qизв Nскв · qг · 328		
	8-12 % от извлекаемых запасов для мелких и средних месторождений			
	3-5% для газовых залежей	Nскв · qг · 328		
1.11. Подвижные запасы		Qподв = Qгеол · Kвыт		
1.12. Распределение по объектам	Основные, второстепенные,			
	Возвратные, разукрупнения, доразведки			
1.13. Стратиграфическая принадлежность пластов (Западно Сибирская нефтегазовая провинция)	Т - турон			
	ПК – сеноман			
	АС, БС, ЮС – пласты Сургутского свода			
	АВ, БВ, ЮВ – пласты Вартовского свода			
	АП, БП, ЮП – пласты Пуровского района			
	АУ, БУ, ЮУ – пласты Уренгойского района			
	КВ – кора выветривания			
	Pz - палеозой фундамент			
2. Коллекторские свойства				
2.1. Коэффициенты проницаемости (Kпр), мкм <sup>2</sup> , пористости (Kпор), д. ед.	Пласты	Kпр	Kпор	Оценка входного дебита для порового коллектора: qж ≈ Kпр (мД) Если qж >> Kпр, то возможно модель двойной среды (трещинно-поровый коллектор); Если Kпр < 0,01 мкм <sup>2</sup> , то рекомендуется ГРП, что ведет к выносу пропанта и сокращению МРП. Если Kпр > 0,20 мкм <sup>2</sup> (особенно для пластов ПК), то возможно коллектор - слабосцементированный песчаник, что ведет к выносу песка и сокращению МРП.
	ПК	0,50 - 2,0	0,30 - 0,40	
	АВ, АС, АП	0,05 - 1,0	0,25 - 0,35	
	БВ, БС, БП	0,01 - 0,10	0,18 - 0,30	
	ЮВ, ЮС, П, Т	0,001 - 0,01	0,14 - 0,25	
2.2. Коэффициент нефтенасыщенности (Kнн), д. ед	0,35 < Kнн < 1,0			Если Kнн или Kгн < 0,5, то скважина имеет входную обводненность: fvход ≈ 0,1-

2.3. Коэффициент газонасыщенности (К <sub>гн</sub> ), д. ед.	0,35 < К <sub>гн</sub> < 1,0	0,2 д. ед.; Если К <sub>гн</sub> > 0,6, то скважина имеет входной безводный дебит (fvход = 0).
2.4. Коэффициент продуктивности (К <sub>прод</sub> ), м <sup>3</sup> /сут*МПа	К <sub>прод</sub> < 1,0 – низкопродуктивные пласты К <sub>прод</sub> > 5,0 – высокопродуктивные пласты Расчет дебита жидкости выполняется по формуле: q <sub>ж</sub> = К <sub>прод</sub> · Δр (т/сут)	Задаваемая средняя депрессия для ЭЦН - 8 МПа. При К <sub>прод</sub> = 5,0 расчетный дебит жидкости = 40 м <sup>3</sup> /сут. Задаваемая средняя депрессия для ШГН = 4 МПа. При К <sub>прод</sub> = 1,0 расчетный дебит жидкости = 4,0 м <sup>3</sup> /сут. Если q <sub>ж</sub> < 20 – основной способ эксплуатации - ШГН Если q <sub>ж</sub> > 20 – основной способ эксплуатации – ЭЦН
2.5. Нефтенасыщенная толщина (h <sub>нн</sub> ), м	h <sub>нн</sub> < 2-3 м – нефтяной пласт малой толщины h <sub>нн</sub> > 6-10 м и более – нефтяной пласт большой мощности (толщины)	Экспертная оценка: Q <sub>изв</sub> на 1 скв = 10 · h <sub>нн</sub> Экспертная оценка фонда скважин: Q <sub>изв</sub> /Q <sub>изв</sub> на 1 скв Расчетная формула: Q <sub>изв</sub> на 1 скв = (S · К <sub>пор</sub> · К <sub>гн</sub> · r <sub>н</sub> · Θ · КИН) · h <sub>нн</sub> , где S – плотность сетки скважин.
2.6. Рентабельная нефтенасыщенная толщина (h <sub>рент</sub> ), м	≥ 4 м	Экспертная оценка минимальной рентабельной добычи нефти на 1 скважину: Q <sub>изв</sub> на 1 скв = 25 тыс. т
2.7. Газонасыщенная толщина (h <sub>гн</sub> ), м	h <sub>гн</sub> < 30 м – газовый пласт малой толщины h <sub>гн</sub> > 100 м – газовый пласт большой мощности (толщины)	Расчетная формула: Q <sub>изв</sub> на 1 скв = S · К <sub>пор</sub> · К <sub>гн</sub> · (R <sub>нач</sub> · a <sub>нач</sub> · R <sub>кон</sub> · a <sub>кон</sub> ) · h <sub>гн</sub> , где S – плотность сетки скважин.
2.8. Рентабельная газонасыщенная толщина (h <sub>рент</sub> ), м	≈ 10-20 м	Экспертная оценка минимальной рентабельной добычи газа на 1 скважину: Q <sub>изв</sub> на 1 скв = 1 млрд м <sup>3</sup>
2.9. Коэффициент песчанности (К <sub>песч</sub> ), д. ед.	К <sub>песч</sub> > 0,6 – ГСК (гидродинамически связный коллектор) 0,3 – 0,6 – ПК (прерывистый коллектор) < 0,3 – СПК (сильно прерывистый коллектор)	Высокие коллекторские свойства, больших проблем с выработкой нет Низкие коллекторские свойства, существуют проблемы с выработкой запасов: низкий коэффициент охвата, КИН.
2.10. Коэффициент расчлененности (К <sub>р</sub> )	К <sub>р</sub> ≤ 2 низкое значение К <sub>р</sub> ≥ 5 высокая расчлененность	удовлетворительно неудовлетворительно
2.11. Коэффициент макронеоднородности (К <sub>мн</sub> = К <sub>р</sub> /h <sub>нн</sub> ), 1/м (1/К <sub>мн</sub> - толщина единичного пропластка, м)	К <sub>мн</sub> < 0,25 или толщина пропластка > 4 м (хорошее качество) К <sub>мн</sub> > 1,0 или толщина пропластка ≤ 1 м (плохое качество)	Монолитный пласт с высокими коллекторскими свойствами (ГСК) (обычно К <sub>песч</sub> ≥ 0,6) Расчлененный пласт с низкими коллекторскими свойствами; (как правило К <sub>песч</sub> ≤ 0,3)
2.12. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности (К <sub>он</sub> ), д. ед.	Для К <sub>пр</sub> ≥ 50 мД Кон = 0,2 – 0,25 д. ед. Для К <sub>пр</sub> ≥ 10-50 мД Кон = 0,25-0,30 д. ед. Для К <sub>пр</sub> < 10 мД Кон = 0,3-0,35 д. ед.	К <sub>выт</sub> ≥ 0,6, Кон ≤ 0,25 д. ед. хорошие коллекторские свойств К <sub>выт</sub> ≤ 0,5, Кон ≥ 0,30 д. ед. ухудшенные коллекторские свойства
2.13. Коэффициент вытеснения (К <sub>выт</sub> ), д. ед.	$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{нн}} - K_{\text{он}}}{K_{\text{нн}}}$	К <sub>выт</sub> < 0,40 низкий коэффициент вытеснения К <sub>выт</sub> > 0,60 высокий коэффициент вытеснения
2.14. Гидропроводность, $\frac{K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu}$ ; (мкм <sup>2</sup> · м/сПз)	$\frac{K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu} < 0,1$ (мкм <sup>2</sup> · м/сПз) низкие коллекторские свойства	

	$\frac{K_{np} \cdot h}{\mu} > 1.0$ (мкм <sup>2</sup> ·м/сПз) высокие коллекторские свойства	
R-радиус дренирования, м	Используется в формуле: $R=1,5\theta \cdot t$ для оценки зоны дренирования.	Временной период t принимается равным одному году (365 дней)
2.15. Пьезопроводность, $\alpha = \frac{K_{np}}{\mu \cdot \beta}$ (м <sup>2</sup> /с);	$\alpha < 0.01$ (м <sup>2</sup> /с) низкие коллекторские свойства $\alpha > 0.1$ (м <sup>2</sup> /с) высокие коллекторские свойства	$R < 600$ м/год или 2 м/сут $R > 2000$ м/год или 5 м/сут
2.16. Пластовое давление начальное, МПа	Если $R_{пл} \approx 0,1 \cdot L$ , то давление гидростатическое ( $P_{гстат}$ )	Вскрытие осуществляется на растворе глушения 1.10-1.15
	Если $R_{пл} \geq 1,3 \cdot P_{гстат}$ , то АВПД (аномально высокое пластовое давление)	Минус: проблемы при вскрытии и освоении пласта (требуются тяжелые растворы глушения плотности 1.3-1.5, что ведет к околматации пласта) Плюс: продолжительная фонтанная добыча
	Если $R_{пл} < 0,7 \cdot P_{гстат}$ , то АНПД (аномально низкое пластовое давление)	Минус: проблемы при вскрытии и освоении пласта (поглощение раствора глушения, околматации пласта) Минус: отсутствует период фонтанной добычи, требуется переход на мех. добычу и формирование ППД
3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды		
3.1. Содержание парафинов, %	> 6 % - высокопарафиновая нефть 1,5-6 % - парафининовая нефть <1,5 % - малопарафиновая нефть	Возможно образование АСПО в интервале многолетнемерзлых пород (ММП), что потребует периодического скребкования, промывки горячей нефтью, водой и т.д.
3.2. Содержание смол, %	> 5 % - смолистые > 15 % - высокосмолистые	Входит в состав АСПО и увеличивает негативные последствия
3.3. Объемный коэффициент нефти, д. ед.	$b_n = 1 + 0.00305 \cdot \Gamma_f$	Например, при $\Gamma_f = 100$ м/т, $b_n = 1.305$ , при $\Gamma_f = 330$ м/т, $b_n = 2.0$ , т.е. объем нефти в пластовых условиях удваивается
3.4. Пересчетный коэффициент нефти, д. ед.	$\Theta = 1/b_n$	Является подсчетным параметром
3.7. Газовый фактор ( $\Gamma_f$ ), м <sup>3</sup> /т	< 50 м <sup>3</sup> /т – низкий	Плюс: насосное оборудование нефтяных скважин работает без осложнений до $P_u$ 1-2 МПа
	100-200 м <sup>3</sup> /т - средний	Плюс: продолжительный фонтанный период Минус: гидратообразование Минус: требуется использование газосепаратора Минус: разгазирование нефти ведет к снижению дебитов нефти
	> 300 – высокий. Требуется уточнение фазового состояния и типа залежи (возможна залежь нефтегазовая и произошел прорыв газа)	Минус: возможно образование техногенной газовой шапки Минус: вероятно гидратообразование Плюс: способ эксплуатации – плунжер-лифт, фонтанный Плюс: возможен переход на режим растворенного газа, режим газовой шапки
3.5. Объемный коэффициент газа, д. ед.	$V_g = \frac{P_0}{T_0} \cdot \frac{T \cdot Z}{P} = 0,000375 \cdot T/P$	Примеры. Для пласта ПК - $V_g = 0,015$ д. ед. Для пласта Ю - $V_g = 0,005$
3.6. Коэффициент сверхсжимаемости газа [174]	$\Phi - ла$	для пластов ПК: $Z = 0,84 - 1,0$ для пластов Ю: $Z = 0,9 - 1,1$

	$Z = 1 - 0.01 \cdot \left[ 0.76 \cdot (T_{пр})^3 - 9.36T_{пр} + 13 \right] \cdot [8 - P_{пр}] \cdot P_{пр}$ <p>Где <math>T_{пр}=T/T_{пкр}</math>, <math>P_{пр}=P/P_{пкр}</math> – приведенная температура и давление;</p>			
поправка на отклонение газа от закона Бойля - Мариотта	$\alpha = 1/Z$	Подсчетный параметр		
поправка на температуру для приведения объема к стандартным условиям	$f = T_{ст}/T_{пл}$	Подсчетный параметр		
3.8. Плотность газа в пластовых условиях ( $\rho$ ), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{г.пл.} = \rho_g/V_g$	Пример для ПК: $\rho_{г.пл.} = 0,5/0,015 \approx 35$ кг/м <sup>3</sup> Ю: $\rho_{г.пл.} = 1,2/0,005 \approx 240$ кг/м <sup>3</sup>		
3.9. Давление насыщения ( $P_{нас}$ ), МПа	$P_{нас} = 0,107 \cdot \Gamma_{ф} + 0,916$	Минус: если $P_{нас} \approx P_{пл}$ возможно разгазирование нефти и быстрый рост газового фактора Плюс: фонтанирование скважины за счет разгазирования нефти Плюс: если $P_{нас} < P_{пл}$ поддерживаются рабочие депрессии без разгазирования нефти		
3.10. Плотность нефти ( $\rho_n$ ), т/м <sup>3</sup>	$\rho_n < 0,78 - 0,8$ – конденсат $0,8 - 0,86$ – легкая нефть $0,86 - 0,899$ – нефть средней плотности			
	$0,90-1.0$ – тяжелая нефть	Как правило, тяжелая нефть - высоковязкая (в пластах ПК Русского, Сев.-Комсомольского и Ван-Еганского м-ний находится нефть $\mu_n \approx 200-400$ сПз)		
	$\geq 1.0$ битумы			
3.11. Плотность пластовой нефти ( $\rho_{н.пл.}$ ), т/м <sup>3</sup>	$\rho_{н.пл.} = \frac{(\rho_n + \Gamma_{ф} \cdot V_g)}{b_n}$	Если $\rho_n=800$ кг/м <sup>3</sup> , $\Gamma_{ф}=300$ м <sup>3</sup> /т, то $\rho_{н.пл.}=550$ кг/м <sup>3</sup> ; если $\rho_n=850$ кг/м <sup>3</sup> , $\Gamma_{ф}=100$ м <sup>3</sup> /т, то $\rho_{н.пл.}=730$ кг/м <sup>3</sup> ; если $\rho_n=900$ кг/м <sup>3</sup> , $\Gamma_{ф}=30$ м <sup>3</sup> /т, то $\rho_{н.пл.}=860$ кг/м <sup>3</sup> .		
Вязкость нефти, сПз (мПа•с)		$\mu_n < 10$ сПз – маловязкая $\mu_n = 10 \div 50$ сПз – средней вязкости $\mu_n > 50$ сПз – высоковязкая		
3.12. Закачиваемая вода	Пресная вода	минус	Ведет к солеотложениям, образованию сульфатовосстанавливающих бактерий	
	Сеноманская вода	плюс	Совместима с пластовой, но необходимо бурение сеноманских скважин	
	Подтоварная вода	минус	Совместима с пластовой требуется подготовка	
3.13. Плотность воды ( $\rho_v$ ), г/л	$\rho_{в.пл.} = 1000 + 0,7 \cdot C$ , где $C$ – минерализация пластовой воды (г/л)	$C = \begin{cases} \text{ПК} - 15 - 18 \text{ г/л} \\ \text{Ю} - 30 \text{ г/л} \\ \text{палеозой} - 200 - 300 \text{ г/л} \end{cases}$		
3.14. Вязкость пластовой воды, сПз	$\mu_v = \frac{0.183}{(1 + 0.0337 \cdot t + 0.000221 \cdot t^2)}$ формула Пуазейля, t-град.С	200 С – 1,0 300 С – 0,803 400 С – 0,655	600 С – 0,470 700 С – 0,407 800 С – 0,357	900 С - 0,317 1000 С - 0,284 1500 С - 0,170
3.15. Пластовая температура ( $t_{пл}$ ), оС	$t_{пл} \approx 0,03 \cdot h$ , где $h$ – глубина (для отложений Западной	Пласты ПК залегают на глубине 1000 м, $t_{пл} \approx 330$ С		



	Сибири)	Пласты Ю залегают на глубине 3000 м, $t_{пл} \approx 900 \text{ C}$		
3.16. Плотность воздуха ( $\rho_v$ ), кг/м <sup>3</sup>	1,293 кг/м <sup>3</sup> при стандартных условиях ( $P = 0,1 \text{ МПа}, T = 200 \text{ C}$ или 2930 К)			
3.17. Плотность газа при стандартных условиях ( $\rho_g$ ), кг/м <sup>3</sup>	Плотность природных газов изменяется в пределах 0,5-2,0 кг/м <sup>3</sup> в зависимости от состава	$\rho_{сН4} = 0,6687$ (метан), $\rho_{с2Н6} = 1,264$ (этан), $\rho_{с3Н8} = 1,872$ (пропан), $\rho_{с4Н10} = 2,519$ (бутан)		
3.18. Относительная плотность сухого газа (сеноманского), д. ед.	$\rho_{г.отн} = \rho_g / \rho_{вздух} : 0,5 - 0,6$	$\rho_{сН4} = 0,544$ (метан), $\rho_{с2Н6} = 1,038$ (этан), $\rho_{с3Н8} = 1,554$ (пропан), $\rho_{с4Н10} = 2,067$ (бутан), $\rho_{с5Н12} = 2,490$ (пентан)		
3.19. Относительная плотность газа газоконденсатной залежи, д. ед.	$\rho_{г.отн} = 0,6 - 1,0$			
3.20. Относительная плотность нефтяного (растворенного) газа, д. ед.	$\rho_{г.отн} = 0,9 - 1,2$			
Вязкость газа, сПз	0.01-0.03 сПз	Вязкость газа в 50-200 раз меньше вязкости нефти		
3.21. Молекулярная масса газа, г/моль	$M = \rho_0 \cdot 22,41$ , где $\rho_0$ плотность газа при норм. условиях	$M_{метан} = 16,043$ (сухой газ), $M_{этан} = 30,07$ , $M_{пропан} = 44,097$ , $M_{бутан} = 58,124$		
3.22. Молярная масса нефти, г/моль	$= 44,29 \frac{M}{\rho_{н.ст.} + 0,00826} - \rho_{н.ст.}$ (формула Крега)	$M_{пентан}^{с5Н12} = 72,151$ (легкая нефть), $M_{парафин}^{с16Н34} = 226,43$		
		флюид	рпл	M
		газ	< 0,250	< 20
		газоконденсат	0,225-0,450	20-55
		легкая нефть	0,425-0,650	55-80
		нефть	0,625-0,900	75-275
тяжелая нефть	> 0,875	> 225		
3.23. Коэффициент сжимаемости ( $\beta$ ), 10-3 1/МПа=1/ГПа	Нефти: $\beta_n \approx 2-10$ Воды: $\beta_v \approx 0.25-0.45$ Породы: $\beta_p \approx 0.05$			
3.24. Конденсатный фактор, г/м <sup>3</sup>	$K_f < 50$ г/м <sup>3</sup> сухие газы (доля $C_5+V$ менее 1 % мольного) $K_f > 150$ г/м <sup>3</sup> жирные газы	$\Gamma_f > 20\ 000$ м <sup>3</sup> /т $\Gamma_f < 5000$ м <sup>3</sup> /т		

## Литература

1. Сергеева Е.А. Особенности разработки малых залежей на примере Крутовского месторождения / Е.А. Сергеева // Геология, геофизика и разработка Н и Г месторождений. – 2002. – № 8. – С. 70 – 74.
2. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого-физической информации// Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сбор. Трудов Междунар. научнопракт. конф. – 7–8 сентября 2011. – Казань, 2011. – С. 229–232.
3. Мулявин С.Ф. Научно-методическое обоснование разработки малых залежей нефти и газа/ С.Ф. Мулявин, А.Н. Лапердин, А.В. Бяков и др. — Тюмень: Издательство «Недра», 2012. – 300 с.)

## АНАЛИЗ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Д.В. Шапенков

ОАО «Сибнефтепровод», г. Тюмень, Россия

Стремительное развитие нефтяной промышленности в Западной Сибири в условиях современной экономики определяет необходимость в разработке и непосредственном внедрении энергосберегающих технологий. Текущий уровень нефтедобычи требует решение большого ряда задач, которые связаны с оптимизацией работы скважин в условиях осложнений при эксплуатации (присутствие механических примесей, высокая обводненность, разработка низкопроницаемых коллекторов и многие другие). Одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи являются тепловые [5,10,12]. Сами же тепловые методы делятся на два принципиально различных вида. Первый основан на внутрислоевых процессах горения, создаваемых путем инициирования горения коксовых остатков в призабойной зоне нагнетательных скважин (с применением забойных нагревательных устройств – обычно типа ТЭНов) с последующим перемещением фронта горения