

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2020

УДК 622.276

Цыгляну П.Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия,
pavel.tsiglianu@gmail.com

ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ВИДАМ И ОБЪЕМАМ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ И ОЧЕНЬ МЕЛКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проектирование разработки нефтяных месторождений предполагает наличие достаточного количества геологической информации о залежах. На данный момент в Российской Федерации законодательно не закреплены нормативы в отношении количества исследований залежей, которые бы обеспечивали оптимальный уровень геологической изученности нефтяных месторождения за весь его период освоения (включая разведку и разработку). Вопрос нормирования количества изучения залежей часто поднимается специалистами по разработке месторождений, и определенные шаги в данном направлении предложены коллективом советских геологов во главе с А.Я. Фурсовым и на современном этапе А.Н. Яниным. На основании актуальности темы и проведенных ранее исследований, рассматриваются проблема обоснования оптимального уровня геологической изученности залежей при проектировании разработки месторождений, в частности, мелких и очень мелких, а также предложения по нормированию данного уровня для выделенной категории месторождений.

Ключевые слова: *мелкие и очень мелкие нефтяные месторождения, проектирование разработки нефтяных месторождений, нормативы геологической изученности нефтяных залежей.*

Постановка проблемы

Современной тенденцией при освоении нефтяных месторождений является соблюдение принципа рациональной разработки, который подразумевает применение технических и технологических мероприятий, направленных на обеспечение наиболее полного и экономически целесообразного извлечения из недр запасов нефти и попутных компонентов при соблюдении основных требований по рациональному использованию и охране недр [Закон РФ..., 1992; Приказ Министерства..., 2007, 2013, 2016, 2019; Распоряжение Министерства..., 2016]. Вполне очевидно, что удовлетворение данного требования сопряжено с необходимостью обладать достаточной информацией о горно-геологических условиях рассматриваемого месторождения.

Таким образом, одной из основных задач при проектировании разработки месторождений и осуществлении контроля является обоснование нормативов исследований и программ геологоразведочных работ (ГРП) [Методические рекомендации..., 2002; Янин, 2018а, 2018б]. Одной из основных проблем, с которой сталкиваются геологи и разработчики при проведении ГРП, - отсутствие на современном этапе конкретных понятных

закрепленных на государственном уровне требований в отношении оптимальной геологической изученности залежей на стадии разведки и разработки месторождений. Стандарты проектирования, изложенные в «Методических рекомендациях по подготовке технических проектов...» 2016 г. [Распоряжение Министерства..., 2016, табл. 80], предлагают достаточно дискретную и ограниченную программу исследований и доразведки. В «Правилах подготовки технических проектов...» 2019 г. [Приказ Министерства..., 2019, табл. 76] программа исследований расширяется добавлением раздела «Уточнение геологического строения (при проведении разведочных работ и доразведки месторождения)», включающего сейсморазведочные работы, бурение новых и углубление существующих скважин, испытания скважин и другие, а также дополнением раздела «Изучение фильтрационно-емкостных свойств» детализацией видов исследований, проводимых на керновых образцах, и добавлением исследований литолого-петрофизических свойств кернов. Несмотря на эти изменения, программа исследований прописывается только на первые пять лет действия представляемого проектного документа. Требования, изложенные в обоих стандартах, не регламентируют суммарного (интегрального) количества исследований, которые бы отражали оптимальную геологическую изученность конкретной залежи. Изучая более ранние стандарты ведения ГРП, можно отметить, что данные требования также не выдвигались, к примеру, в более содержательных с точки зрения геологического сопровождения разведки и разработки «Методических рекомендациях по подсчету запасов...» 2003 г. [Методические рекомендации..., 2003].

С рациональной точки зрения исследования в области изученности залежи недр разведываемого и впоследствии разрабатываемого месторождения должны осуществляться и описываться в каждом проектном документе по представленной схеме [Янин, 2018a]:

- а) общее количество исследований на этапах разведки и разработки месторождения;
- б) количество исследований, проведенных к моменту написания конкретного проектного документа;
- в) количество исследований, которые еще необходимо реализовать для достижения оптимальной изученности объекта с графиком их проведения по годам.

На данный момент такой подход в Российской Федерации не применяется, что создает необходимость его разработки и документального закрепления.

Анализ изученности проблемы

Изучая особенности регулирования недропользования в советское время, можно сделать вывод, что проведение комплексных изыскательских работ для установления оптимальной геологической изученности и корректного подсчета запасов осуществлялось

при четком контроле государства [Требования к комплексному..., 1982]. С конца 1970-х гг. и вплоть до развала Советского Союза велась активная разработка требований и нормативов к оптимальной геологической изученности нефтяных месторождений на стадии разведки и разработки [Гавура и др., 1968; Сургучев, Фурсов, Талдыкин, 1979; Управление запасами нефти, 1991; Оптимизация изученности..., 1995; Гавура, 1996], но результаты данных работ так и не воплотились в тот период в какой-либо стандарт или руководящий документ, чего не произошло и позднее.

Наиболее комплексно вопрос обоснования необходимости достижения оптимальной изученности нефтяных залежей рассматривался в работах геологов А.Я. Фурсова, Э.М. Халимова, В.К. Гомзикова, М.Л. Сургучева, К.С. Талдыкина, В.Е. Гавуры и др., являющихся актуальными и на сегодняшний день.

Так, в книге А.Я. Фурсова «Оптимизация изученности нефтяных месторождений [Оптимизация изученности..., 1995] и статье В.Е. Гавуры с соавторами [Гавура и др., 1968] предложены нормативы оптимальной геологической изученности залежей месторождений, установленные исходя из количества необходимых для бурения разведочных скважин, которые позднее скорректированы [Управление запасами нефти, 1991].

А.Я. Фурсов отмечал, что «в задачах проектирования и планирования поисково-разведочных работ в качестве основной характеристики планируются **площади залежей**. Поэтому дифференциация оптимальных объемов ГРП дается именно по этому параметру, с учетом других показателей, определяющих сложность геологического строения залежей, величину и точность подсчета запасов» [Оптимизация изученности..., 1995; Янин, 2018a].

Таким образом, основными геологическими параметрами для исчерпывающего количества исследовательских работ стали площадь залежей и степень сложности их геологического строения.

Площадь залежей. Так, в работе В.Е. Гавуры с соавторами [Гавура и др., 1968] в зависимости от площади выделяется 7 групп залежей (табл. 1).

Степень сложности геологического строения. Она устанавливалась на основании действовавшей на тот момент классификации запасов. Согласно классификации, выделены две категории залежей по степени сложности внутреннего строения: 1) простого, 2) сложного и очень сложного геологического строения.

Такой критерий, как площадь нефтеносности залежи, является вполне обоснованным при расчете оптимального количества разведочных скважин. Однако при рассмотрении всего перечня геологических исследований (лабораторных исследований, отборов керна и др.) становится очевидным, что использование простых (плоских) характеристик залежей недостаточно, и необходимо применение более сложных (объемных). В качестве такой

характеристики может быть предложен объем нефтенасыщенных пород залежи, или на практике при нормировании работ, – **количество начальных геологических запасов (НГЗ) нефти в залежи** (тыс. т) [Янин, 2018б].

Таблица 1

Классификация залежей в зависимости от площади [Гавура и др., 1968]

Номер группы	Площадь залежи, км ²
1	1-3
2	3-7
3	7-15
4	15-40
5	40-75
6	75-140
7	140-400

Данный параметр наиболее комплексно и полно отражает геометрические и количественные характеристики залежи, поэтому на сегодняшний день он может и должен быть использован в качестве основного критерия при задании нормативов оптимальной геологической изученности нефтяных залежей при проектировании разработки месторождений.

Возможные пути решения

Первые шаги в направлении совершенствования нормативов изученности нефтяных залежей сделаны специалистом по разработке нефтяных и газовых месторождений, генеральным директором ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ» А.Н. Яниным. Изучая пути возможного совершенствования методики определения оптимальной изученности месторождения при проектировании его разработки, А.Н. Янин предложил ряд направлений, развитие которых целесообразно в дальнейших исследованиях.

1. Использовать в качестве первого критерия оптимального уровня геологической изученности месторождения количество НГЗ вместо площади нефтеносности залежи. Данное решение объясняется тем, что при проведении исследований залежей, к примеру, отборе проб керна, с изменением средней нефтенасыщенной толщины пласта будет соответствующим образом меняться количество НГЗ при постоянстве площади нефтеносности. Если же в данном случае использовать нормативы, приведенные в работе В.Е. Гавуры с соавторами [Гавура и др., 1968], в основе которых лежит площадь нефтеносности, то объем исследований для залежей с различной нефтенасыщенной толщиной пласта будет одинаковым. Очевидно, информация, полученная таким образом, не будет соответствовать принципу оптимального изучения объекта.

2. При учете сложности геологического строения залежи в качестве второго критерия

оптимальной изученности пласта с учетом современных требований и тенденций регулирования разработки необходимо выделять три группы залежей вместо двух: простого, сложного и очень сложного строения.

3. С учетом введения категории очень мелких месторождений в новой классификации запасов нефти определять количество исследований для месторождений с НГЗ нефти менее 500 тыс. т., так как в ближайшем будущем именно в них может быть сосредоточен потенциал наращивания ресурсной базы.

4. Для крупных и уникальных месторождений также должны быть более детально проработаны нормативы геологической изученности, так они являются немного заниженными [Управление запасами нефти, 1991]. Соответственно, для создания более полного представления о месторождении и повышения конечного коэффициента извлечения нефти путем стимулирования выработки менее рентабельных и менее легких запасов необходимо пересмотреть норматив в сторону увеличения.

5. Разработать аналитические зависимости для точного определения количества исследовательских работ по видам исследований в зависимости от НГЗ.

Часть данных направлений также рассмотрены А.Н. Яниным [Янин, 2018а, 2018б]. При установлении оптимальных объемов и видов исследований в качестве исходных параметров и ориентиров взяты рекомендации исследователей [Гавура и др., 1968; Сургучев, Фурсов, Талдыкин, 1979; Управление запасами нефти, 1991; Оптимизация изученности..., 1995], в которых конечные значения параметров определялись исходя из площади нефтеносности рассматриваемой залежи (F_n).

Для определения количества НГЗ нефти, соответствующих указанным площадям нефтеносности залежей, осуществлен переход при использовании устоявшихся усредненных геологических параметров, характерных для нефтяных залежей ХМАО-Югры Тюменской области, а конкретно, следующих [Янин, 2018а, 2018б]:

- средняя нефтенасыщенная толщина (h_n) – 5 м;
- средняя пористость (m) – 20%;
- средняя нефтенасыщенность (K_{nn}) – 60;
- плотность сепарированной нефти (ρ_n) – 0,85 т/м³;
- пересчетный коэффициент (Θ_n) при переводе объема нефти из пластовых условий в поверхностные – 0,8.

Для установления рекомендуемых направлений и объемов исследований различных геологических параметров А.Н. Яниным использован их исчерпывающий перечень, предложенный в табл. 39 монографии [Управление запасами нефти, 1991]. В конечный

список нормируемых исследований вошли:

- 1) открытая пористость пласта по керну;
- 2) абсолютная проницаемость пласта по керну;
- 3) начальная нефтенасыщенность пласта (по содержанию связанной воды);
- 4) петрофизические исследования образцов керна по шлифам (в том числе карбонатность коллекторов);
- 5) то же – для карбонатных и сложно построенных коллекторов;
- 6) гранулометрический состав (в том числе карбонатность) для терригенных пластов;
- 7) механические свойства пластов (модуль Юнга, коэффициенты Пуассона, Био и Скептона и др.);
- 8) характеристики смачиваемости коллекторов;
- 9) коэффициент вытеснения нефти водой (и остаточная нефтенасыщенность) для всего имеющегося диапазона проницаемости и начальной нефтенасыщенности пластов;
- 10) относительные фазовые проницаемости флюидов по результатам исследования на керне системы «нефть + вода»;
- 11) относительные фазовые проницаемости флюидов по данным лабораторного исследования керна для системы «нефть + газ + вода»;
- 12) свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании;
- 13) свойства пластовой воды из продуктивных пластов.

А.Н. Яниным предложены аналитические зависимости оптимальных объемов исследовательских работ от величины НГЗ нефти [Янин, 2018а]. Полученные результаты в целом соответствуют данным об объемах исследовательских работ, описанных в ранее опубликованных материалах [Гавура и др., 1968; Управление запасами нефти, 1991], в которых в качестве основного исходного параметра принята площадь нефтеносности залежей.

Обоснование вовлечения в разработку мелких и очень мелких месторождений

Текущая ситуация в нефтегазовой отрасли характеризуется снижением количества разведанных запасов нефти и газа и относительно низкими темпами их воспроизводства. Объем проводимых ГРП не компенсирует в достаточной мере постоянно увеличивающийся объем добычи нефти. Следствием описанной ситуации могут стать вполне ожидаемые проблемы на внутреннем и внешнем рынке нефти и нефтепродуктов [Лысова, 2006].

Основной причиной сложившейся ситуации является ухудшение структуры разведанных запасов нефти, выражающееся в опережающей разработке крупных и

уникальных месторождений и концентрации подготавливаемых к разработке запасов в большей степени в средних, мелких и очень мелких месторождениях, которые зачастую трудноизвлекаемые. Примечательно, что доля трудноизвлекаемых запасов на текущий момент выросла до 66% [Лысова, 2006; Трудноизвлекаемые запасы..., 2020].

Вполне очевидно, что вероятность открытия крупных и уникальных нефтяных месторождений, подобно Самотлорскому, Ромашкинскому или Приобскому, на уже разведанных и освоенных территориях достаточно невысокая. К тому же запасы открытых ранее месторождений в большей степени выработаны, оставшаяся их часть обводнена вследствие форсированной разработки, а методы увеличения нефтеотдачи, направленные на доизвлечение остаточных запасов, требуют значительных капитальных вложений [Лысова, 2006]. В связи с вовлечением в разработку месторождений с относительно небольшими запасами нефти с каждым годом в научных и производственных кругах это проблема вызывает все больший интерес, так как разработка именно этих активов создает перспективу для дальнейшего развития нефтегазовой отрасли.

Одной из характерных особенностей разработки мелких и очень мелких месторождений являются существенно меньшие, по сравнению с крупными и уникальными месторождениями, капитальные и эксплуатационные затраты. Зачастую проекты разработки данных месторождений достаточно эффективны, чтобы привлечь внимание мелких инвесторов, владеющих небольшими финансовыми ресурсами. Другая особенность - стабилизация добычи в регионе в связи с растущими потребностями и снижением количества извлекаемых запасов крупных месторождений. Этот факт позволяет достигнуть наибольшего извлечения запасов нефти, а также может способствовать активизации деловой жизни и решению существующих социальных задач [Лысова, 2006].

Тенденция вовлечения в разработку мелких и очень мелких (льготных¹) месторождений отмечается, как и ожидалось, во всех основных нефтедобывающих регионах – Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) (Ханты-Мансийский автономный округ), Волго-Уральской НГП (Республика Татарстан, Республика Башкортостан, Оренбургская область, Самарская область), Тимано-Печорской НГП (Республика Коми, Ненецкий автономный округ) [Конторович и др., 2016; Конторович, Лившиц, 2017; Эдер и др., 2018а, 2018б; Конторович, 2019; Нефтегазовый комплекс..., 2019].

Говоря об основных преимуществах, побуждающих недропользователей к разработке данных активов, особенно в Ханты-Мансийском автономном округе и Волго-Уральской НГП, можно отметить их небольшую площадь и достаточный уровень геологической

¹ *Разработка мелких и очень мелких месторождений, а также месторождений с высокой выработанностью запасов стимулируется государством посредством применения налоговых льгот.*

изученности.

Учитывая особенности ресурсной базы Российской Федерации и современные тенденции в области разработки нефтяных месторождений, а также рассмотрев предложенные А.Н. Яниным направления для дальнейших исследований, в данной работе решено уделить внимание разработке нормативов исследований для категорий мелких и очень мелких месторождений.

Разработка нормативов исследований для мелких и очень мелких месторождений

Всю информацию, используемую при подсчете запасов и проектирования разработки, можно условно отнести к двум группам параметров.

Первая группа определяет надежность геометрических характеристик залежи (формы и объема) и представлений о неоднородности пласта. Качество ее зависит от числа и расположения скважин, в которых происходят измерения тех или иных свойств. К этой группе относятся данные об отметках кровли и подошвы продуктивных пластов, определении водонефтяного контакта (ВНК) и литологических границ залежи, значений толщины, характера и степени неоднородности коллектора по разрезам скважин и так далее [Управление запасами нефти, 1991]. В связи с тем, что рассматриваются категории мелких и очень мелких месторождений, количество скважин и расстояние между ними играют опосредованную роль, к примеру, на очень мелких месторождениях Пермского края с извлекаемыми запасами от 40 до 400 тыс. т количество добывающих скважин колеблется от 1 до 3. Бурение скважин по данным месторождениям осуществляется точно по конкретным выявленным структурам зачастую с небольшими площадями нефтеносности. Тем самым, при уменьшении размеров месторождений снижается возможность «манипулировать» количеством скважин и расстоянием между ними.

Вторая группа параметров характеризует внутреннее строение залежи – ее фильтрационные свойства – и зависит не сколько (а иногда и не столько) от числа и расположения скважин, в которых производятся измерения, но и в значительной мере от количества и качества самих измерений в скважинах [Управление запасами нефти, 1991]. Сюда можно отнести коллекторские свойства пород, определяемые по керну, анализ свойств нефти, газа и пластовой воды, параметрами вытеснения нефти водой или другими агентами и т.д. Эта информация позволяет повторить замеры в скважинах в случае сомнительного качества полученных результатов или при необходимости накопления большого массива данных.

Исходя из специфики изучаемых месторождений, а также отсутствия установленных нормативов исследований для оценки фильтрационных характеристик пласта, в особенности

для мелких и очень мелких месторождений, в данной статье рассмотрена вторая группа параметров.

Принцип создания зависимостей основан на методике, предложенной А.Н. Яниным: переход от площади нефтеносности к НГЗ, разработка аналитических зависимостей количества исследований от НГЗ нефти, корректировка исходных данных с целью получения более «гладких» зависимостей, анализ полученных результатов.

Определение ориентировочных групп НГЗ осуществляется на основании площадей нефтеносностей, рекомендованных в работе А.Я. Фурсова [Оптимизация изученности..., 1995] и оптимизированных под рассматриваемые категории запасов. Для перехода от площадей нефтеносности к НГЗ используются усредненные геологические параметры, характерные для нефтяных залежей категорий мелких и очень мелких месторождений Пермского края:

- средняя нефтенасыщенная толщина (h_n) – 3 м;
- средняя открытая пористость (m) – 20%;
- средняя нефтенасыщенность (K_{nn}) – 80%;
- плотность сепарированной нефти (ρ_n) – 0,85 т/м³;
- пересчетный коэффициент (θ_n) – 0,9.

Примерные группы НГЗ представлены в табл. 2.

Таблица 2

**Ориентировочные соотношения средней площади нефтеносности F_n
и начальных геологических запасов нефти**

Номер группы	Средняя F_n , км ²	Примерные НГЗ нефти, тыс. т
1	0,25	91,8
2	0,5	183,6
3	1	367,2
4	1,5	550,8
5	2	734,4
6	3	1101,6
7	5	1836
8	10	3672

Рекомендуемые объемы исследовательских работ для целевых групп месторождений

Для построения зависимостей взяты базовые виды исследований, которые представлены в публикациях А.Н. Янина [Янин, 2018а, 2018б] и приведены выше. За основу при построении зависимостей приняты и адаптированы нормативы, рекомендуемые в статьях [Гавура и др., 1968; Сургучев, Фурсов, Талдыкин, 1979; Управление запасами нефти, 1991; Оптимизация изученности..., 1995; Янин, 2018а, 2018б], а также сведения об изучении месторождений целевой группы. В рассмотренных исследованиях учтены только

кондиционные пробы, что является принципиальным моментом, так как в некоторых случаях доля брака составляет более 60%. Полученные результаты приведены в сравнении с существующими нормативами по количеству исследований – нормативами, предложенными коллективом советских геологов во главе с А.Я. Фурсовым, и моделью, созданной специалистом по разработке нефтяных и газовых месторождений А.Н. Яниным.

В качестве примера рассматривается зависимость необходимого количества исследований параметра открытой пористости пласта от НГЗ нефти.

На рис. 1 приведены две зависимости – модель А.Н. Янина, предложенная в опубликованных работах [Янин, 2018а, 2018б], и разработанная автором статьи. Нормативы, рассмотренные в работах А.Я. Фурсова, принимают дискретное значение и не детализированы для целевой группы месторождений, в связи с чем на графике не приводятся. Исследование открытой пористости проводится на керновых образцах.

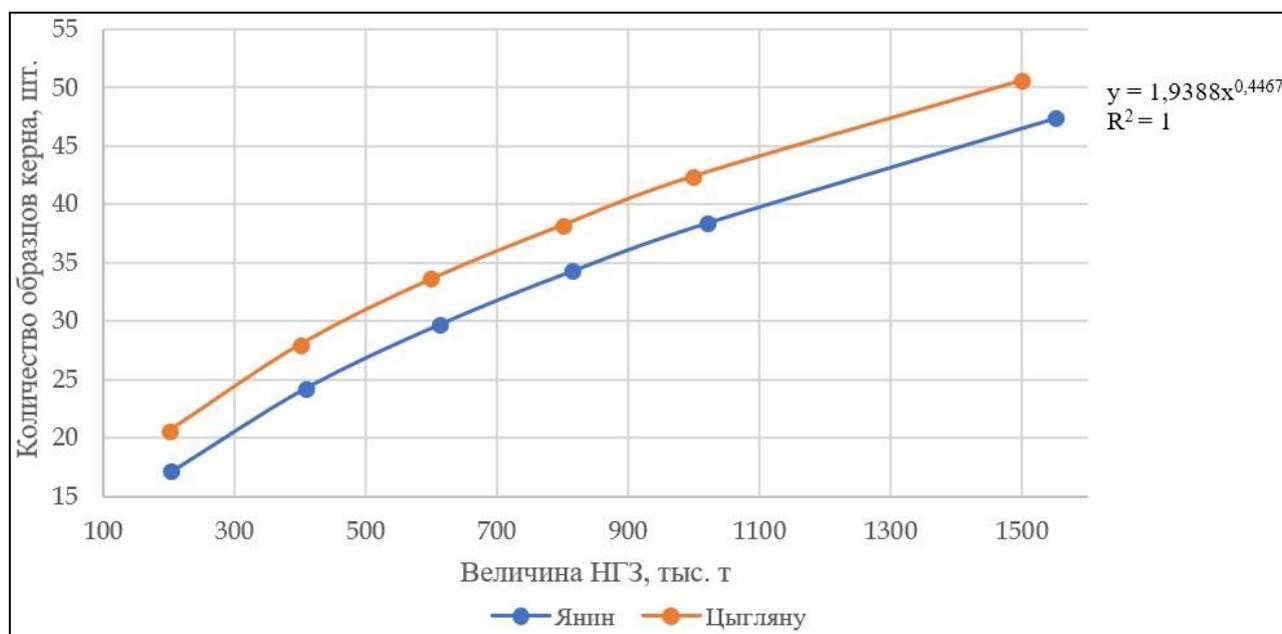


Рис. 1. Графический вид зависимости количества исследований открытой пористости пласта от величины начальных геологических запасов нефтяной залежи простого строения (по [Янин, 2018а, 2018б])

Для наглядности зависимости представлены на отрезке от 100 до 1600 тыс. т НГЗ нефти. При построении зависимостей наблюдается повторение «черт» графиков (как для данного вида исследований, так и для последующих), что является следствием схожести принципов задания аналитических зависимостей разными специалистами.

Сравнение выведенной зависимости с существующими моделями для базовых групп НГЗ представлено на рис. 2. Графики приведены для залежей простого строения.

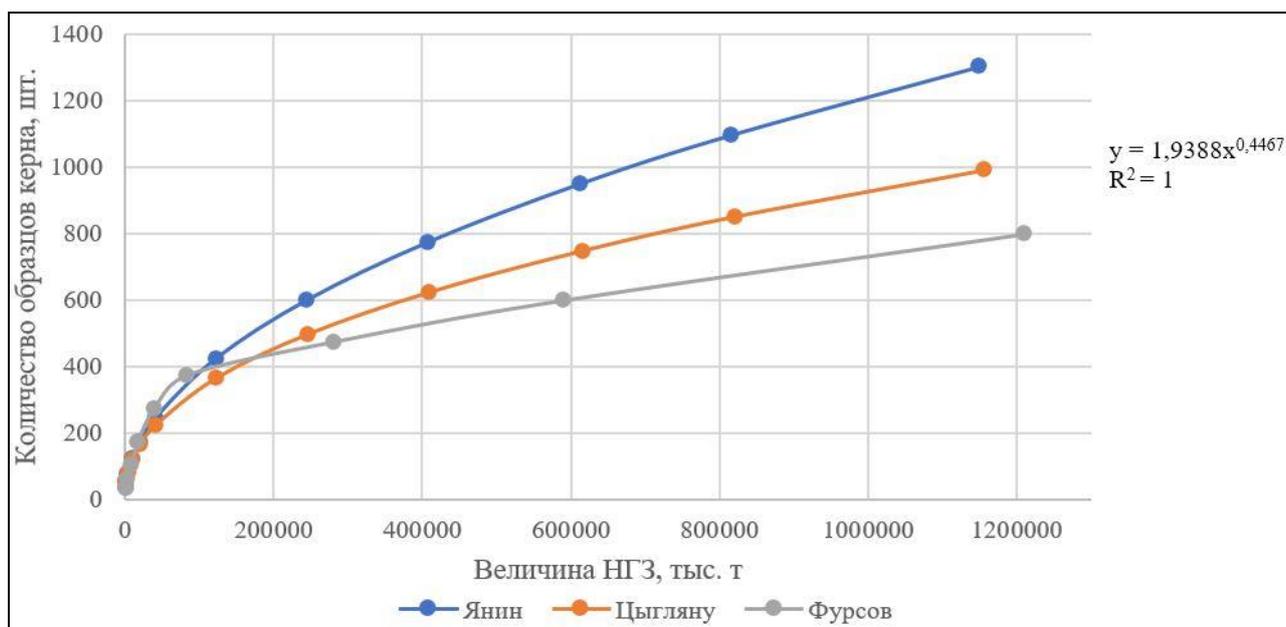


Рис. 2. Графический вид зависимостей количества исследований открытой пористости пласта от величины начальных геологических запасов нефтяной залежи простого строения (базовые группы залежей) (по [Управление запасами нефти, 1991; Янин, 2018а, 2018б])

На рис. 2 наблюдается отчетливое расхождение значений нормативов по методам А.Я. Фурсова и А.Н. Янина. Следствием этого могут являться 2 причины.

- *Различный подход к оценке НГЗ залежей.*

Расхождение значений количества исследований от 1,8 до 2,8 раз связано с различием основных подсчетных параметров по месторождениям (h_n , m , K_{nn} , ρ_n , Θ_n) – исследования А.Я. Фурсова основаны на месторождениях Урало-Поволжья (1985 г.), а А.Н. Янин использовал данные по месторождениям ХМАО-Югры (2018 г.). В работе М.А. Жданова с соавторами приведены обобщенные данные по 52 объектам на месторождениях платформенного типа Урало-Поволжья (Республики Татарстан и Башкортостан, Куйбышевская, Саратовская, Волгоградская области, Пермский и Ставропольский край) [Дифференциация запасов..., 1982]. Средние параметры по данным залежам представлены следующими значениями: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (h_n) = 10 м, средний коэффициент начальной нефтенасыщенности (K_{nn}) = 75%, средняя проницаемость ($K_{пр}$) = 800 мД и т.д. Вполне очевидно, что столь высокому значению проницаемости соответствуют высокие значения пористости (m) и начальной нефтенасыщенности пластов (K_{nn}). Стоит отметить, что автором рассмотрен перечень «лучших» месторождений региона по указанным показателям, но, несмотря на это, усредненные значения параметров по Урало-Поволжью свидетельствуют о более низких значениях параметров на месторождениях Западной Сибири.

- *Различные требования к исследованиям внутреннего строения залежи.*

Разработка нормативов исследований А.Я. Фурсовым осуществлялась на тот период времени, когда разработка месторождений еще не сопровождалась 3D-моделированием целевых объектов (появление 3D-моделей датируется концом 1990-х - началом 2000-х гг.). Построение качественных 3D-моделей требует увеличения количества исследований в разы, особенно исследований по определению коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$), относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и др. Это особенно актуально для крупных и уникальных месторождений, так как указанными исследованиями должны быть освещены все типичные участки залежей.

Говоря о различии количества исследований по модели А.Н. Янина и предложенной зависимости, также можно подчеркнуть различие усредненных подсчетных параметров на месторождениях ХМАО-Югры и Пермского края – по имеющимся данным значения указанных параметров по Пермскому краю несколько выше.

На рис. 3 представлены зависимости параметра открытой пористости от НГЗ нефтяных залежей простого, сложного и очень сложного строения.

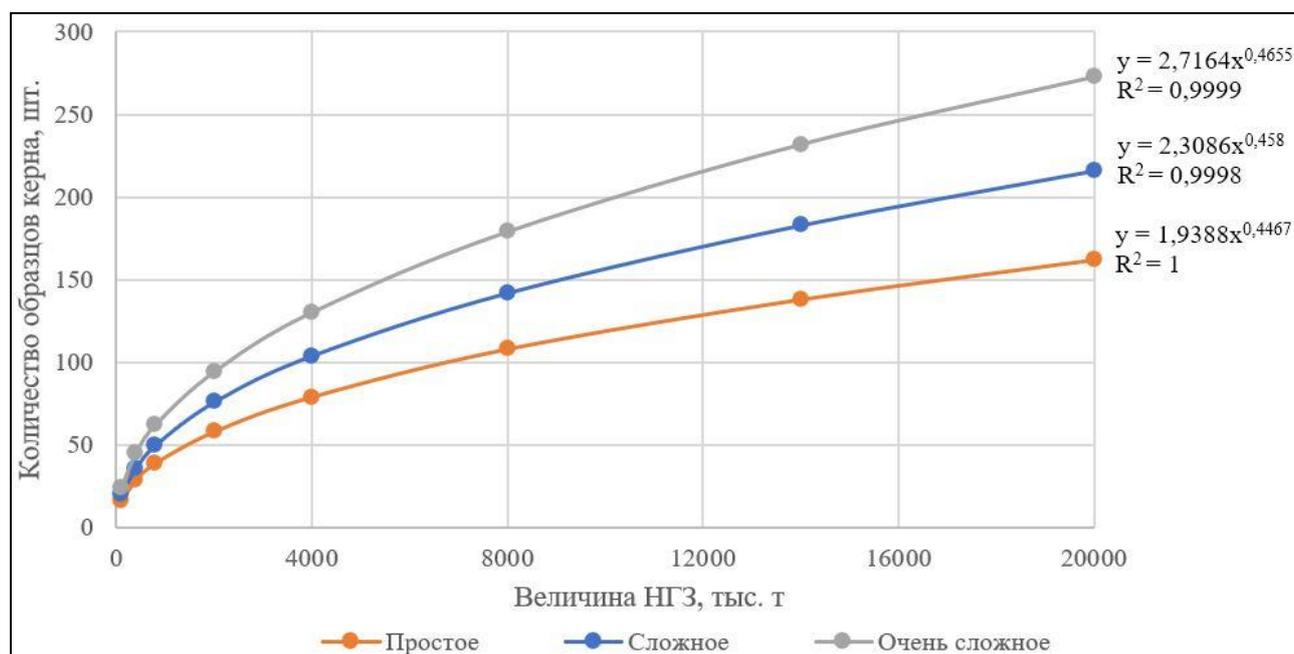


Рис. 3. Графический вид зависимости количества исследований параметра открытой пористости от величины НГЗ нефтяной залежи простого, сложного и очень сложного строения для категорий мелких и очень мелких месторождений

На графиках отмечается логичный характер зависимости количества исследований от сложности строения залежи – по мере осложнения внутреннего строения залежи возникает необходимость проведения дополнительного количества исследований для получения более

достоверной картины о ее строении. В качестве целевого интервала рассмотрен диапазон НГЗ от 100 до 20000 тыс. т. Это обусловлено тем, что правой границей интервала является максимальное количество извлекаемых запасов, приходящихся на категорию мелких месторождений (5000 тыс. т), которое при коэффициенте извлечения нефти в 25% (принятое среднее значение по РФ) соответствует 20000 тыс. т НГЗ нефти.

Полный перечень нормативов по видам исследований нефтяных пластов представлен в табл. 3.

Полученные нормативы в достаточной степени коррелируют с объемами исследований, предложенными другими специалистами. Для повышения достоверности представленной модели и уточнения характерных геологических особенностей целевых категорий месторождений, целесообразно провести дополнительный аналитический обзор по рассматриваемому региону.

Стоит отметить, что проведение предлагаемого объема исследований подразумевает обеспечение равномерного изучения залежи, которое учитывает возможное наличие различных типов геологического строения продуктивных пластов.

Таким образом, применение предложенной методики определения оптимального уровня геологической изученности пластов позволит повысить обоснованность решений при проектировании разработки месторождений углеводородов.

Выводы

1. На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли отсутствуют конкретные закрепленные на государственном уровне требования в отношении оптимальной геологической изученности залежей на стадии разведки и разработки месторождений, что приводит к сложностям при согласовании проектной документации, недостоверным подсчетам запасов и реализации ошибочных проектных решений.

2. При нормировании количества исследований необходимо использовать объемные характеристики залежей (НГЗ) взамен плоским (площадь нефтеносности), а также дифференцировать нормативы по степени исходя из 3 групп сложности строения залежи.

3. Реализация данного подхода при проектировании разработки месторождений требует его тщательной проработки экспертным советом, состоящим из профильных специалистов – геологов, разработчиков, экономистов, а также последующего включения в «Правила составления технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».

Таблица 3

Аналитические зависимости для определения оптимального количества исследований нефтяных пластов

Параметры	Вид аналитической формы зависимости для залежей различной степени сложности внутреннего строения		
	Простое	Сложное	Очень сложное
Открытая пористость пласта по керну /количество образцов керна/	$N = 1,9388 \cdot \text{НГЗ}^{0,4467}$	$N = 2,3086 \cdot \text{НГЗ}^{0,458}$	$N = 2,7164 \cdot \text{НГЗ}^{0,4655}$
Абсолютная проницаемость пласта по керну /количество образцов керна	$N = 1,5189 \cdot \text{НГЗ}^{0,4467}$	$N = 1,7923 \cdot \text{НГЗ}^{0,458}$	$N = 2,0657 \cdot \text{НГЗ}^{0,4655}$
Начальная нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды) /количество образцов керна/	$N = 1,205 \cdot \text{НГЗ}^{0,4467}$	$N = 1,5845 \cdot \text{НГЗ}^{0,458}$	$N = 1,8516 \cdot \text{НГЗ}^{0,4655}$
Петрофизические исследования пород по шлифам (в том числе карбонатность коллекторов /количество образцов керна/	$N = 1,9497 \cdot \text{НГЗ}^{0,4482}$	$N = 2,3086 \cdot \text{НГЗ}^{0,458}$	$N = 2,7164 \cdot \text{НГЗ}^{0,4655}$
Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам /количество образцов керна/	$N = 0,9854 \cdot \text{НГЗ}^{0,4467}$	$N = 1,2537 \cdot \text{НГЗ}^{0,458}$	$N = 1,4497 \cdot \text{НГЗ}^{0,4655}$
Гранулометрический состав породы, в том числе карбонатность для терригенных коллекторов /количество образцов керна/	$N = 1,5497 \cdot \text{НГЗ}^{0,252}$	$N = 1,6416 \cdot \text{НГЗ}^{0,2729}$	$N = 1,4138 \cdot \text{НГЗ}^{0,326}$
Коэффициент сжимаемости породы по образцам керна /количество образцов керна/	$N = 0,867 \cdot \text{НГЗ}^{0,2317}$	$N = 1,0759 \cdot \text{НГЗ}^{0,235}$	$N = 1,5892 \cdot \text{НГЗ}^{0,2121}$
Смачиваемость коллекторов по образцам керна /количество образцов керна/	$N = 0,5868 \cdot \text{НГЗ}^{0,2025}$	$N = 0,7165 \cdot \text{НГЗ}^{0,2073}$	$N = 0,8537 \cdot \text{НГЗ}^{0,2098}$
Коэффициент вытеснения нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,3645 \cdot \text{НГЗ}^{0,2651}$	$N = 0,3759 \cdot \text{НГЗ}^{0,3847}$	$N = 0,3968 \cdot \text{НГЗ}^{0,3984}$
Определение ОФП при вытеснении нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,3105 \cdot \text{НГЗ}^{0,2914}$	$N = 0,3683 \cdot \text{НГЗ}^{0,3909}$	$N = 0,4293 \cdot \text{НГЗ}^{0,3905}$
Определение ОФП в системе «нефть, газ, вода» на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,2513 \cdot \text{НГЗ}^{0,3523}$	$N = 0,3285 \cdot \text{НГЗ}^{0,3521}$	$N = 0,4164 \cdot \text{НГЗ}^{0,3518}$
Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб /количество скважин/	$N = 0,04618 \cdot \text{НГЗ}^{0,2317}$	$N = 0,05784 \cdot \text{НГЗ}^{0,4756}$	$N = 0,06882 \cdot \text{НГЗ}^{0,4776}$
Свойства пластовой воды /количество скважин/	$N = 0,867 \cdot \text{НГЗ}^{0,2317}$	$N = 1,0759 \cdot \text{НГЗ}^{0,235}$	$N = 1,5892 \cdot \text{НГЗ}^{0,2121}$

N – количество исследований образцов керна (опытов на керне) или исследований, проводимых на скважинных пробах.

Литература

Гавура В.Е. Геологические основы повышения эффективности разработки и нефтеотдачи нефтяных и нефтегазовых месторождений // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – М., 1996. – 65 с.

Гавура В.Е., Фурсов А.Я., Кочетков М.Н., Чоловский И.П., Тагаченкова Т.В. Требования к исследованиям для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. - 1968. - №7. - С. 32-37.

Дифференциация запасов нефти в неоднородных коллекторах / М.А. Жданов, В.И. Азаматов, Е.П. Гудков, В.М. Гусев. – М.: Недра, 1982. – 176 с.

Закон РФ «О недрах» №2395-1 от 21.02.1992 г.

Конторович А.Э. За нефтью и газом нужно идти в Арктику. На баженовскую свиту и на мелкие месторождения... // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – № 14 (458). – С. 12-17.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Ресурсы нефти мелких и мельчайших месторождений Волго-Уральской НГП, как база развития малого и среднего нефтедобывающего бизнеса // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: материалы Всерос. науч. конференции, посвященной 30-летию ИПНГ РАН (г. Москва, 11-13 октября 2017 г.). – 2017. – С. 88-89.

Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.

Лысова Н.М. Особенности освоения мелких нефтяных месторождений Западной Сибири // ГЕО-СИБИРЬ. - 2006. – №2. – С.185-188.

Методические рекомендации по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-110-01. Утвержден Приказом Минэнерго России от 5 февраля 2002 г. N 29. Дата введения 01.03.2002 г.

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003. – 261 с.

Нефтегазовый комплекс России – 2018: в 4 ч. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2018: долгосрочные тенденции и современное состояние / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, М.В. Мишенин, А.В. Комарова, С.И. Шумилова, В.Д. Кожевин, Е.А. Земнухова, Ю.А. Дзюба, Л.М. Бурштейн, С.А. Моисеев, В.А. Казаненков, М.А. Фомин, Н.В. Юркевич, С.В. Рыжкова, А.М. Фомин, П.И. Копцева, Е.В. Бекренева. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. – 84 с.

Оптимизация изученности нефтяных месторождений / А.Я. Фурсов. – М.: Недра, 1995. – 210 с.

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 20.09.2019 г. № 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья».

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 г. № 477 «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих

газов».

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 21.03.2007 г. № 61 «Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений».

Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18.05.2016 г. № 12-р «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».

Сургучев М.Л., Фурсов А.Я., Талдыкин К.С. Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. - 1979. – №12. – С.23-28.

Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов. - М.: ГКЗ СССР, 1982. – 20 с.

Трудноизвлекаемые запасы нефти ТРИЗ // Новостной портал Neftegaz.ru. - 2020. - <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/>

Управление запасами нефти / Э.М. Халимов, В.К. Гомзиков, А.Я. Фурсов. – М.: Недра, 1991. – 284 с.

Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтегазовая промышленность Приволжского федерального округа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018а. – № 3. – С. 25-33.

Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Комарова А.В. Закономерности истощения запасов нефти и газа в России и прогноз их воспроизводства // Экологический вестник России. – 2018б. – № 4. – С. 4-12.

Янин А.Н. Нормативы оптимальной изученности нефтяных месторождений // Недропользование XXI века. – 2018а. – №3. – С. 128-146.

Янин А.Н. О нормативах оптимальной геологической изученности параметров нефтяных залежей // Бурение и нефть. – 2018б. – №5. – С. 30-35.

Tsiglianu P.

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia, pavel.tsiglianu@gmail.com

JUSTIFICATION OF THE TYPES AND VOLUME OF RESEARCH REQUIREMENTS NECESSARY FOR THE DEVELOPMENT DESIGN OF SMALL AND VERY SMALL OIL DISCOVERIES

The oil fields development design presumes the availability of sufficient geological information about its accumulations. The time being Russian Federation there are no yet any institutionalized geological assessment targets of oil discovery, which will provide an optimal level of geological assessment of an oil field for the entire period of its development (including the stages of exploration and exploitation). The problem of the standardization of geological assessment level of oil accumulations is often brought up by petroleum engineers and some steps in this direction were made by a group of soviet geologists headed by A. Fursov and at the present time by A. Yanin. Basing on the actuality of this topic and accomplished research, the problem of justification of an optimal geological assessment level of oil accumulations in the process of oil fields development designing, especially of small and very small ones is studied in this article. As well, the geological assessment targets for evolved oil accumulations are suggested.

Keywords: *geological assessment of oil accumulation, small and very small discovery, oil field development design, oil field geological assessment level, improved field development.*

References

Differentsiatsiya zapasov nefi v neodnorodnykh kollektorakh [Differentiation of oil reserves in heterogeneous reservoirs]. M.A. Zhdanov, V.I. Azamatov, E.P. Gudkov, V.M. Gusev. Moscow: Nedra, 1982, 176 p.

Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.Yu., Provornaya I.V. *Neftegazovaya promyshlennost' Privolzhskogo federal'nogo okruga* [The oil and gas industry of Volga Federal District]. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, 2018a, no.3, pp. 25-33.

Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Komarova A.V. *Zakonomernosti ischerpaniya zapasov nefi i gaza v Rossii i prognoz ikh vosproizvodstva* [The principles of oil and gas reserves depletion in Russia and the forecast of their reproduction]. Ekologicheskiy vestnik Rossii, 2018b, no.4, pp. 4-12.

Gavura V.E. *Geologicheskie osnovy povysheniya effektivnosti razrabotki i nefteotdachi neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy* [The geological basis of the increase of efficiency of oil recovery on oil and gas fields]. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk. Moscow, 1996, 65 p.

Gavura V.E., Fursov A.Ya., Kochetkov M.N., Cholovskiy I.P., Tagachenkova T.V. *Trebovaniya k issledovaniyam dlya podscheta zapasov i proektirovaniya razrabotki mestorozhdeniy* [Requirements for calculation of oil and gas fields reserves and for field development design]. Neftyanoe khozyaystvo, 1968, no.7, pp. 32-37.

Kontorovich A.E. *Za nef'tyu i gazom nuzhno idti v Arktiku. Na bazhenovskuyu svitu i na melkie mestorozhdeniya...* [We should go to the Arctic for oil and gas to the Bazhenov Formation and to the small fields]. Neftgazovaya vertikal', 2019, no.14 (458), pp. 12-17.

Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V., Mishenin M.V., Nemov V.Yu. *Neftyanaya promyshlennost' istoricheski glavnykh tsentrov Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii, elementy ikh istorii, blizhayshie i otдалennye perspektivy* [Oil industry of major historical centers of the Volgo-Ural petroleum province: their past, immediate and long-term prospects]. Geologiya i geofizika, 2016, vol.57, no.12, pp. 2097-2114.

Kontorovich A.E., Livshits V.R. *Resursy nefi melkikh i mel'chayshikh mestorozhdeniy Volgo-Ural'skoy NGP, kak baza razvitiya malogo i srednego neftedobyvayushchego biznesa* [The reserves of small and the smallest fields of Volgo-Ural petroleum province as the basis of small and medium-sized oil recovery businesses development]. Fundamental'nyy bazis innovatsionnykh

tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti: materialy Vseros. nauch. konferentsii, posvyashchenoy 30-letiyu IPNG RAN (Moscow, 11-13 Oct 2017), 2017, pp. 88-89.

Lysova N.M. *Osobennosti osvoeniya melkikh neftyanikh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Peculiarities of West Siberia small oil fields development]. GEO-SIBIR", 2006, no.2, pp.185-188.

Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. Editors V.I. Petersil'e, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. Moscow-Tver': VNIGNI, NPTs Tver'geofizika, 2003, 261 p.

Neftegazovyy kompleks Rossii – 2018: v 4 ch. Chast' 1. Neftyanaya promyshlennost' – 2018: dolgosrochnye tendentsii i sovremennoe sostoyanie [Oil and gas complex. In 4 parts. Part 1: long-term prospects and current state]. I.V. Filimonova, V.Yu. Nемов, I.V. Provornaya, M.V. Mishenin, A.V. Komarova, S.I. Shumilova, V.D. Kozhevnikov, E.A. Zemnukhova, Yu.A. Dzyuba, L.M. Burshteyn, S.A. Moiseev, V.A. Kazanenkov, M.A. Fomin, N.V. Yurkevich, S.V. Ryzhkova, A.M. Fomin, P.I. Koptseva, E.V. Bekreneva. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2019, 84 p.

Optimizatsiya izuchennosti neftyanikh mestorozhdeniy [Optimization of geological assessment of oil fields]. A.Ya. Fursov. Moscow: Nedra, 1995, 210 p.

Surguchev M.L., Fursov A.Ya., Taldykin K.S. *Metodika obosnovaniya trebovaniy k izuchennosti parametrov dlya proektirovaniya razrabotki mestorozhdeniy* [Methodology of justification of the requirements to the assessment of geological parameters in oil field development design]. Neftyanoe khozyaystvo, 1979, no.12, pp.23-28.

Trudnoizvlekaemye zapasy nefti TRIZ [Hard-to-recover oil reserves]. Novostnoy portal Neftgaz.ru, 2020. - <https://neftgaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/>

Upravlenie zapasami nefti [Management of oil reserves]. E.M. Khalimov, V.K. Gomzikov, A.Ya. Fursov. Moscow: Nedra, 1991, 284 p.

Yanin A.N. *Normativy optimal'noy izuchennosti neftyanikh mestorozhdeniy* [Norms of optimal study of oil deposits]. Nedropol'zovanie XXI veka, 2018a, no.3, pp. 128-146.

Yanin A.N. *O normativakh optimal'noy geologicheskoy izuchennosti parametrov neftyanikh zalezhey* [On the norms of optimal geological exploration parameters of oil deposits]. Burenie i neft', 2018b, no.5, pp. 30-35.

© Цыгляну П., 2020

