



О повышении качества экспертизы проектных документов на разработку нефтяных месторождений



А.Н. ЯНИН,
генеральный директор
term@term-pb.ru

ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»
г. Тюмень, 625000,
Российская Федерация

A.N. YANIN

LLC TERM Design Bureau
Tyumen, 625000,
Russian Federation

Цель статьи – рассмотреть проблемы взаимодействия экспертов и авторов проектных документов в части обоснования технологии разработки нефтяных месторождений, выдать предложения по повышению качества экспертизы проектов, а также улучшению деятельности российского экспертного сообщества.

На сегодняшний день в РД не прописано большое количество важных условий выбора «правильных решений» при проектировании разработки нефтяных объектов вследствие огромного разнообразия геологических характеристик залежей УВС, и сформулировать в рамках одного РД полный комплекс рекомендаций по выбору «оптимальных» решений по технологии разработки – попросту невозможно! Принятие «судьбоносного» решения о «правильности / неправильности» технологических подходов проектантов отдается «на откуп» единственному «судье» – эксперту, чье заключение базируется исключительно на его квалификации и собственном опыте. Очевидно, что решение о судьбе проектов должно приниматься коллегиально – на заседаниях ЦКР Роснедр по УВС, включая случаи получения отрицательного заключения экспертизы.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, проекты разработки, качество проектирования, технология разработки, требования к экспертам, анализ экспертных заключений, ответственность экспертов

On improving the quality of expertise of project documents for the development of oil fields in the Russian Federation

The purpose of the article is to consider the problems of interaction between experts and authors of design documents in terms of substantiating the technology for developing oil fields, to issue proposals for improving the quality of project expertise, and to improve the activities of the Russian expert community. To date, the RD does not specify a large number of important conditions for choosing the «right decisions» when designing the development of oil facilities due to the huge variety of geological characteristics of hydrocarbon deposits, and it is simply impossible to formulate a full set of recommendations for choosing the «optimal» solutions for development technology within the framework of one RD! The adoption of a «fateful» decision on the «correctness / incorrectness» of the designers' technological approaches is given «at the mercy» of a single «judge» – an expert whose conclusion is based solely on his qualifications and personal experience. Obviously, the decision on the fate of projects should be made collegially – at meetings of the Rosnedra Central Control Center for Hydrocarbons, including cases of receiving a negative expert opinion.

Keywords: oil fields, development projects, design quality, development technology, requirements for experts, analysis of expert opinions, responsibility of experts

Проектирование разработки нефтяных месторождений – сложный творческий, но слабо формализованный процесс. Квалифицированное проведение экспертизы по сложности сопоставимо с созданием собственно проектного документа. В исчерпывающем виде процедуры принятия «правильных проектных решений» в РД – не прописаны. Подобная ситуация нередко порождает существенные расхождения во взглядах проектантов и экспертов.

Система согласования документов ставит проектанта в неравные условия с экспертом. Сейчас исполнитель проекта может быть лишен возможности открыто оппонировать эксперту. Эта практика несправедлива. Для устранения субъективизма в принятии решений проекты должны рассматриваться открыто и коллегиально на заседаниях компетентных комиссий госорганов.

В целях повышения качества экспертиз проектов требования к квалификации

экспертов необходимо существенно повысить. Основными критериями при назначении экспертов по технологии разработки должны быть: достаточный (не менее 15 лет) опыт работы по указанной специальности; высокий профессиональный уровень (не менее 15 самостоятельных защит проектов в госорганах); наличие научных публикаций – не менее 5 статей (без соавторов) в журналах, аккредитованных в ВАКе.

Рекомендуется ввести три квалификационные категории специалистов:

- эксперт 1-й категории – наиболее опытные, всесторонне подготовленные специалисты, рассматривающие проекты по разработке уникальных и крупных месторождений;

- эксперт 2-й категории – квалифицированные специалисты, выполняющие экспертизу проектов по средним и мелким месторождениям;

- эксперт 3-й категории – специалисты, экспертирующие проекты по мелким и очень мелким месторождениям.

Переаттестацию экспертов следует проводить не чаще 1-го раза в 10 лет.

Необходимо решить вопрос о персональной ответственности экспертов за выдачу некачественных (необъективных) экспертных заключений, приводящих к технологическим потерям в добыче нефти и финансовым убыткам недропользователей, а также к снижению поступления налогов в госбюджет.

В различные периоды деятельности Центральной Комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений (образована – 2 апреля 1963 года Приказом Госкомитета по топливной промышленности при Госплане СССР) все ее руководители особое внимание уделяли повышению значимости, роли и качества экспертизы проектов разработки месторождений УВС [1, 2, 3, 4, 5].

Знаковая фигура в России в области контроля за недропользованием – Н.Н. Лисовский, в 2009 году отмечал **«необходимость разработки и осуществления мер по повышению уровня экспертизы поступающих в ЦКР материалов и подготовки их к рассмотрению на заседаниях ЦКР, проведению аттестации экспертов»** [1].

Другой известный нефтяник – д.т.н., профессор Б.Т. Баишев (ВНИИнефть) в 2008 году подчеркивал [4], что: **«специалисты, занимающиеся проектированием, а также эксперты ЦКР и ГКЗ, должны иметь высокую квалификацию (опытность). К сожалению, с последним фактором дела обстоят далеко не блестяще, что можно видеть на заседаниях ЦКР и ГКЗ»**.

Кроме того, в качестве проблем проектирования Б.Т. Баишев указывал [4] на:

- **«недостаточную квалификацию и уровень подготовленности специалистов по моделированию»;**
- **«недостаток высококвалифицированных специалистов, технологов-разработчиков, которые могли бы... правильно оценить результаты компьютерного моделирования».**

В последние годы задача повышения качества экспертизы проектов разработки приобрела особую актуальность. Это связано с тем, что характер и процедура взаимодействия исполнителей работ и экспертов существенно усложнились. Возникновение разночтений во взглядах проектантов и экспертов на обоснование «оптимальных» систем разработки нефтяных месторождений обусловлено тем, что в руководящих документах не прописано,

какие системы разработки наиболее эффективны в залежах с конкретными геолого-физическими характеристиками и каковы должны быть параметры систем воздействия на пласт.

Уместно напомнить, что в первом в СССР регламенте по проектированию разработки, 1977 г. [6], подобные рекомендации присутствовали. Выбор систем разработки и плотности сетки скважин в нем рекомендовалось выполнять с учетом комплекса параметров: *размеры залежи (км); тип коллектора (терригенный, карбонатный); вязкость пластовой нефти; подвижность нефти ($K_{пр}/\mu_n$); степень неоднородности пласта (сравнительно однородный или неоднородный).*

С учетом характеристик объектов в регламенте [6] рекомендовалось выбирать конкретные системы разработки: блоковые 3 – 5ти рядные, площадные, избирательные – с плотностью размещения скважин от 9 до 36 г/скв.

Ныне четко сформулированные, однозначно понимаемые и проектантами, и экспертами критерии «правильности» выбора решений в РД, отсутствуют.

Укажем основные дискуссионные вопросы по «технологии разработки», обсуждаемые при согласовании технических проектов в госорганах:

- обоснованность выделения эксплуатационных объектов (ЭО) на многопластовых нефтяных месторождениях;
- назначение «правильных» для рассматриваемых геологических условий типов конструкций добывающих и нагнетательных скважин (ННС, ННС+ГРП, ГС, ГС+МСГРП, МзС, МСС «Фиш-бон» и др.);
- «оптимальные» геометрические параметры систем разработки, применяемых в различных геологических условиях (ВПК, СПК, НПК, УНПК) для скважин с разной конструкцией: рядные или площадные, длина ГУ в ГС и БГС; целесообразность/нецелесообразность применения нагнетательных ГС и длина их ГУ; оптимальная «ширина полосы» между добывающими и нагнетательными рядами; оптимальное расстояние «пятка-носок» (для ГС) в рядах проектных добывающих и нагнетательных скважин и т.п.;

- в действующих РД не сформулировано важное пояснение о том, что понимать под термином «сопоставимость/несопоставимость вариантов разработки? Каковы должны быть количественные критерии этой «сопоставимости» и по каким технологическим параметрам?

- В РД отсутствуют рекомендации по выбору наиболее выгодного азимута проложения ГУ в ГС в средне-, низко- и ультранизкопроницаемых коллекторах;

- В РД не обозначены условия необходимости (или нецелесообразности) проведения гидроразрывов (ГРП/МСГРП) в продуктивных пластах с различными характеристиками, включая осложненные водонефтяные и газонефтяные зоны;

- отсутствуют общие рекомендации о целесообразности/нецелесообразности применения заводнения с целью ППД на мелких залежах нефти и др.;

- не указаны условия разработки залежей нефти на естественном режиме, а также оптимальные сроки начала организации ППД в коллекторах всех типов.

Далее, в разделах РД по проектированию разработки, отсутствуют ориентиры о приемлемых (рациональных, «оптимальных») величинах важнейших технологических показателей разработки нефтяных залежей:

- «максимальные» темпы отбора нефти и жидкости от НИЗ нефти;
- «допустимые» полные сроки разработки нефтяных объектов;
- «рациональные» величины текущей и накопленной компенсации отборов жидкости закачкой воды в чисто-нефтяных, водонефтяных и газонефтяных зонах;
- «необходимая» степень прокачки ($\tau_{пл}$) жидкости через поровый нефтенасыщенный объем залежей, приуроченных к ВПК, СПК, НПК, УНПК;
- «оптимальные» объемы мероприятий по интенсификации добычи нефти (ИДН) и увеличению нефтеотдачи пластов в разных типах коллекторов.

Кроме указанных, в РД не прописано большое количество других важных условий выбора «правильных решений» при проектировании разработки нефтяных объектов. И этому есть вполне понятное объяснение! Вследствие огромного разнообразия геологических характеристик залежей УВС, сформулировать в рамках одного РД полный комплекс рекомендаций по выбору «оптимальных» решений по технологии разработки – попросту невозможно!

В сложившихся условиях принятие «судьбоносного» решения о «правильности/неправильности» технологических подходов проектантов отдается «на откуп» единственному «судье» – эксперту. Заключение эксперта базируется на его квалификации и собственном опыте. А если опыт эксперта невелик, но он настаивает на своих решениях? Ответ здесь очевиден: решение о судьбе проектов должно приниматься коллегиально – на заседаниях ЦКР Роснедр по УВС, включая случаи получения отрицательного заключения экспертизы.

Вернемся к рассмотрению процесса проектирования технологии разработки нефтяных объектов. Исследуемая область настолько сложна, что одинаковых или даже близких решений от отдельных специалистов ожидать не приходится.

Любопытно будет ознакомиться с мнениями ведущих нефтяников отрасли о выборе «правильных решений» по технологии разработки месторождений.

Поучительные примеры на этот счет изложил член ЦКР, д.г.-м.н. В.Ф. Базив в монографии 2007 года [7, с. 131-199]. Суть истории такова. В.Ф. Базив провел опрос 20 наиболее крупных и авторитетных деятелей нефтяной науки и практики того времени. Среди них были широко известные специалисты: Б.Т. Баишев, д.т.н., профессор; Ю.Е. Батулин, д.т.н., профессор; А.А. Боксерман, д.т.н., профессор; Р.Н. Дияшев, д.т.н., профессор; С.А. Жданов, д.т.н., профессор; С.Н. Закиров, д.т.н., профессор; М.М. Иванова, д.г.-м.н., профессор; Н.П. Лебединец, д.т.н., профессор; В.Е. Лещенко, к.г.-м.н.; Е.В. Лозин, д.г.-м.н., профессор; В.А. Лысенко, д.т.н., профессор; В.Н. Мартос, д.т.н., профессор; Р.Х. Муслимов, д.г.-м.н., профессор; Н.Н. Непримеров, д.т.н., профессор; Б.Ф. Сазонов, к.т.н.; Р.С. Хисамов, д.г.-м.н., профессор; И.П. Чоловский, д.г.-м.н., профессор; В.М. Юдин, к.г.-м.н.; Э.М. Халимов, д.г.-м.н., профессор; В.Н. Щелкачев, д.т.н., профессор.

Упомянутым выше специалистам В.Ф. Базив задал несколько главных («вечных») вопросов в области проектирования разработки нефтяных месторождений:

- 1) Каковы критерии выделения эксплуатационных объектов? Каково влияние совместной разработки на выработку запасов и КИН?
- 2) На каких этапах разработки месторождений целесообразно осуществлять форсированный отбор жидкости?

3) Имеют ли площадные системы разработки месторождений преимущества перед рядными (линейными) системами?

4) Допустимо ли принимать проекты разработки нефтяных месторождений, предусматривающие $K_{\text{авт}} < 0,50$?

Как представляющие значительный интерес для специалистов, приведем в кратком виде ответы авторитетных нефтяников на поставленные вопросы.

Вопрос 1. «При каких условиях возможно объединение нескольких пластов в один объект разработки? Как это повлияет на выработку запасов и КИН каждого из пластов?»

Мнения первой группы специалистов были следующими:

1) «Лучше не объединять!»; 2) «Ни при каких условиях».

3) «Объединение нескольких пластов в один объект разработки – нежелательно, т.к. это способствует ухудшению выработки запасов из них».

4) «Любое объединение нескольких пластов в один объект разработки приводит к снижению КИН».

5) «Многолетний опыт однозначно свидетельствует о нецелесообразности объединения двух и более пластов – в один эксплуатационный объект (ЭО), т.к.:

– суммарный дебит пластов в составе объекта – меньше суммы дебитов самостоятельно разрабатываемых пластов;

– совместная разработка сопровождается преждевременным обводнением скважин и увеличением накопленного водонефтяного фактора (ВНФ);

– КИН по объекту меньше суммы КИН пластов при раздельной разработке.

6) «Объединение нескольких пластов в один объект разработки, безусловно, отрицательно влияет на выработку запасов и снижает КИН отдельных пластов».

7) «Практика показывает, что при отличии свойств (проницаемость и нефтенасыщенная толщина) объединяемых пластов более чем на 25 %, выработка запасов худших пластов снижается, иногда – до нуля».

8) «При вскрытии общим фильтром нефть из пластов, имеющих проницаемость в 3-5 раз меньше наилучшего, – вытесняться не будет. КИН по объекту всегда будет меньше, чем «в сумме» по отдельно разрабатываемым пластам».

9) «Объединение пластов сопровождается увеличением гидропроводности разреза и удельных запасов на скважину. Но укрупнение приводит к селективному вытеснению нефти из отдельных пластов и ухудшает нефтеотдачу».

10) «В большинстве случаев пласты необходимо выделять в самостоятельные объекты. Создание многопластовых объектов допустимо из-за нерентабельности раздельной разработки пластов».

Мнения второй группы специалистов были противоположны:

11) «В один объект могут быть объединены пласты с близкой проницаемостью, т.к. это не нанесет значительного ущерба нефтеотдаче».

12) «Объединять в общий ЭО можно пласты с одним типом коллекторов и близкими ГФХ, различающиеся по проницаемости не более, чем в 2-3 раза».

13) «Объединять в общий объект можно однотипные маломощные сближенные пласты, с организацией ОРЗ и контролем закачки воды по пластам».

14) «Объединение пластов в общий объект возможно, если оно не снижает КИН. Однако при этом увеличивается неравномерность вытеснения нефти, обводненность продукции и суммарный отбор жидкости.

15) «Объединение пластов целесообразно, ибо это позволяет увеличить темп отбора нефти и улучшить экономические показатели разработки объекта».

16) «Пласты можно объединять, если свойства нефтей в объединяемых пластах не ухудшают качества смеси».

17) «Объединение пластов не повлияет на выработку запасов нефти и КИН, если не ограничивать сроки разработки и экономические показатели».

18) «Если пласты по экономике не могут разрабатываться самостоятельно, их можно объединить в общий эксплуатационный объект».

Вопрос II. «Необходимо ли осуществлять форсированный отбор жидкости (ФОЖ) и на каких этапах разработки?»

Мнения первой группы специалистов – отрицательны:

1) «Ни в коем случае!» 2) «ФОЖ не является универсальным способом эксплуатации и не обеспечивает гарантированный эффект во всех случаях».

3) «ФОЖ – дорогой и неэкологичный метод интенсификации отборов».

4) «Уверенности в эффективности ФОЖ приводит к снижению $P_{заб} < P_{нас}$, а также к бесконтрольности в работе скважин».

5) «Понятие ФОЖ четко не определено, поэтому рассуждения о его пользе или вреде – бесполезны».

Мнения второй группы нефтяников – положительные:

6) «ФОЖ целесообразен, если он экономически обоснован, т.к. этот метод сокращает сроки разработки месторождений».

7) «ФОЖ – весьма эффективный способ ИДН, который можно применять на любом этапе разработки нефтяной залежи».

8) «ФОЖ следует начинать «не на каком-то этапе разработки месторождения», а только после обводнения конкретных скважин, совмещая его с РИР».

9) «Да, желательно – с начала разработки».

10) «ФОЖ следует применять только на залежах с повышенной вязкостью нефти, начиная с третьей стадии разработки».

11) «По залежам с маловязкой нефтью ФОЖ обычно проводят в поздней стадии разработки. Для пластов с высоковязкой нефтью целесообразно осуществлять увеличение отборов жидкости на протяжении всей истории эксплуатации».

12) «ФОЖ эффективен на поздней стадии разработки при обводненности продукции скважин более 90 %».

13) «Да, это полезно, в основном, – на поздних стадиях».

14) «Да, на завершающей стадии разработки».

15) «ФОЖ необходим на залежах с неньютоновской нефтью».

16) «ФОЖ эффективен с точки зрения получения доп. добычи нефти:

– по обводняющим скважинам, вне зависимости от их обводненности;

– в скважинах на линиях стягивания контуров нефтеносности;

– в неоднородном разрезе со значительной толщиной пластов;

– ФОЖ обеспечивает подключение неработающих пластов (пропластков) в результате роста градиентов давления и скорости фильтрации;

– прирост добычи нефти пропорционален приросту добычи жидкости»;

17) «ФОЖ применим на всех этапах разработки месторождения в случае поддержания пластового давления на уровне первоначального».

Вопрос III. «Имеют ли преимущество площадные системы размещения скважин перед линейными и при каких условиях?»

Ответы специалистов не отличались единодушием. Первая группа:

1) «Площадные системы заводнения не имеют преимуществ перед линейными, т.к. возможности для совершенствования и регулирования разработки в них существенно ограничены. Это приводит к снижению нефтеотдачи».

2) «Площадные системы не имеют преимуществ перед линейными, т.к. они не гибкие и менее регулируемые».

3) «Не имеют, т.к. площадные системы – нерегулируемы».

4) «Площадные системы разработки имеют значительные недостатки:

– асинхронность притока жидкости к разным добывающим скважинам;

– неравномерность выработки запасов из отдельных элементов (ячеек);

– нерегулируемость закачки воды в нагнетательные скважины ячейки».

5) «Это зависит от формы и размеров залежи, а также необходимости организации очагового заводнения».

6) «В обычных коллекторах линейные системы предпочтительнее, т.к. они способны обеспечить лучший контроль и регулирование разработки».

Ответы второй группы специалистов были иными:

7) «Площадные системы разработки имеют преимущество перед рядными только в сравнительно однородных малопроницаемых пластах».

8) «Эти системы имеют преимущество перед рядными в случае:

– низкой проницаемости пластов ($< 250 \text{ мД}$);

– высокой вязкости пластовой нефти ($> 30 \text{ сПз}$);

– высокой расчлененности продуктивных пластов».

9) «Имеют, но только в слабопроницаемых, низкопродуктивных сложнопостроенных и зонально неоднородных пластах».

10) «Мало знаю об эффективности площадных систем».

11) «Имеют – в случае разработки обширных ВНЗ или нефтяных оторочек».

12) «Площадные системы размещения скважин могут оказаться эффективными при разработке мелких и средних месторождений».

13) «Площадные системы, созданные на основе квадратных сеток, имеют преимущество перед рядными системами».

14) «На уровне единичных элементов разработки площадные системы более управляемы, нежели рядные системы».



15) «Площадные системы имеют преимущество перед рядными:

- при разработке мелких залежей, содержащих $TrI3$ нефти;
- при разработке зонально-неоднородных заплюнированных пластов;
- в исключительно неоднородных карбонатных пластах;
- в случае применения тепловых методов воздействия на пласт».

16) «В неоднородных малопроницаемых пластах площадные системы обеспечивают более высокую вероятность вскрытия линз и полулинз нагнетательными скважинами, повышая $K_{\text{оке}}$, нежели рядные системы».

Вопрос IV. «Допустимо ли в проектах предусматривать $K_{\text{оке}} < 0,5$?»

Ответы специалистов были весьма категоричными. Первая группа:

- 1) «Ни в коем случае!»; 2) «Недопустимо! Нежелательно»;
- 3) «Это порочная практика!».
- 4) «Ни при каких условиях Кохв не должен быть ниже 0,5».
- 5) «Конечно, нет! Но все определяется технологическими возможностями и экономическими критериями».
- 6) «Проект разработки, предусматривающий $K_{\text{оке}} < 0,5$, принимать к реализации нельзя. Системы разработки должны обеспечивать $K_{\text{оке}}$ – не менее 0,8».
- 7) «Сетка скважин должна обеспечивать $K_{\text{оке}}$ более высокий, чем 0,5».
- 8) $K_{\text{оке}} < 0,5$ указывает на недоработанность технологических решений».
- 9) «Проекты, в которых получены $K_{\text{оке}} < 0,5$, должны рассматриваться с большой осторожностью и подозрительностью».
- 10) «Коэффициент охвата не должен иметь столь низкие значения».
- 11) «Проекты, предусматривающие оставление в недрах 50 % запасов нефти, не рекомендуются к утверждению. Их следует отложить до появления новых технологий и увеличения цены на нефть».

Ответы второй группы специалистов более конструктивны:

- 12) «Допустимо, если эксплуатация объектов будет нерентабельной».
- 13) «В этом нет ничего опасного. При благоприятных экономических показателях залежь вводить в разработку – нужно, даже если $K_{\text{оке}} < 0,5$. Но в дальнейшем технологию разработки этого объекта необходимо усовершенствовать».
- 14) «В природе есть высокопрерывистые пласты, в которых $K_{\text{оке}}$ не превышает 0,5. Нефть, оставленная в недрах (после достижения экономического предела) – не является безвозвратно потерянной».
- 15) «Государству необходимо ограничить норму прибыли компаний и одновременно ужесточить требования к охране недр».
- 16) «Ухудшение качества запасов сопровождается уменьшением Кохв».

17) «На многих нефтяных месторождениях России, США и других стран КИН не превышает 0,25–0,30, поэтому «запретить» $K_{\text{оке}} < 0,5$ – довольно трудно».

О чем свидетельствуют ответы уважаемых и авторитетных специалистов отрасли на злободневные вопросы нефтяного проектирования?

• Единодушие в ответах специалистов – отсутствует! Диапазон мнений по поводу поставленных вопросов очень широк – от тотального отрицания до полного одобрения подходов к решению проблем.

• Можно предположить, что уважаемые специалисты в своих ответах базировались, в основном, на собственном опыте нефтедобычи и практике нефтяного проектирования. Как видно, для поиска истины этого оказалось недостаточно.

• Не все специалисты смогли спрогнозировать или предугадать экономические последствия рекомендуемых ими решений.

• Наконец, главное: в случае, если бы из приведенной выборки одни авторитетные специалисты были бы исполнителями ПТД, а другие – экспертами ЦКР, то можно предположить, что на представленные проекты – эксперты выдали бы отрицательные заключения.

Резюме из приведенных выше примеров простое: итоговое заключение об обоснованности (необоснованности) технологических решений, предложенных авторами в ПТД, не может и не должен выносить всего лишь один – единственный эксперт по технологии разработки.

Известно, что регулярное обучение специалистов нефтяной отрасли по Программе «Эксперт в сфере недропользования» проводит Евразийский союз экспертов по недропользованию (ЕСОЭН). Однако кратковременных семинаров недостаточно для подготовки высококвалифицированных экспертов для компетентной оценки технологических разделов проектов разработки нефтяных месторождений.

На семинарах ЕСОЭН основной упор делается на ознакомление экспертов с правовыми и юридическими нормами, касающимися сроков выполнения, процедуры рассмотрения и согласования ПЗ, ОПЗ и ПТД в госорганах. Обучение же специалистов по ключевым вопросам проектирования разработки месторождений УВС – практически отсутствует. Например, на семинаре ЕСОЭН (ноябрь 2024 года) из 48 общих вопросов собственно направлению проектирования технологии разработки нефтяных месторождений был посвящен лишь один.

Требования и рекомендации специалистам, занимающимся экспертизой ПТД, изложены в «Руководстве эксперта при проведении государственной экспертизы запасов УВС и геологической информации...» [8].

Представляется, что для повышения качества выполнения экспертиз ПТД по «технологии разработки» было бы полезно, чтобы каждый из специалистов-экспертов имел бы в своем багаже:

а) долговременный (не менее 15 лет) опыт составления проектов на разработку нефтяных месторождений – в качестве руководителей или ответственных исполнителей проектов;

б) солидный опыт самостоятельных защит проектов на заседаниях ЦКР Роснедр по УВС – в качестве основных докладчиков работ – не менее 15 проектов по средним и крупным месторождениям УВС страны;

в) широкий научный кругозор, являясь автором не менее 5 статей (без соавторов), опубликованных в аккредитованных при ВАКе журналах.

Рассмотрим несколько практических примеров экспертиз проектов.

Пример 1. Проект пробной эксплуатации месторождения «В.О.», 2023 г. Согласно п. 2.3.7 «Руководства» [8] – эксперт по гидродинамическому моделированию должен сделать заключение «О качестве представленных ГДМ, их пригодности для проведения расчетов и оценке полученных результатов». Вместо этого эксперт по моделированию указанного проекта потребовал от исполнителей – изменить параметры системы разработки (геометрию), уменьшив расстояния между скважинами. Однако согласно п. 2.3.7. «Руководства», экспертиза решений технологического проектирования – не входит в компетенцию эксперта по гидродинамическому моделированию разработки.

Пример 2. Дополнение к проекту разработки месторождения «В», 2021 г. Согласно п. 5.3.5 «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений УВС», 2019 г. в ДТНР представляется не менее 2х (кроме базового) вариантов разработки. В соответствии с РД-2019 г. исполнители представили по всем объектам (кроме базового) еще два варианта разработки. Однако, эксперт по разработке потребовал рассчитать дополнительные варианты – по всем 80 залежам. Подобное требование следует расценивать как превышение экспертом границ своих полномочий.

Пример 3. В проекте пробной эксплуатации мелкого нефтяного месторождения «GI» Томской области авторы рассчитали несколько вариантов разработки тонкого низкопроницаемого пласта Ю₁ (площадь залежи ≈ 1000 га, $h_n = 2,3$ м, $K_{гп} = 8$ мД, $K_{песч} = 0,9$). Наилучшим по параметру $T_{опт} = 2,995$ оказался вариант с бурением горизонтальных скважин (NPV = 634 млн руб.). Однако эксперт настоял на разбуривании залежи большим количеством наклонно-направленных скважин ($T_{опт} = 2,638$, NPV = 410 млн руб.). В чем заключается преимущество последнего решения – эксперт не пояснил.

Пример 4. Рассматривая проект пробной эксплуатации низкопроницаемого месторождения «В.О.» ХМАО-Югры, 2023 г., эксперт по 3Д-модели потребовал изменить конфигурацию кривых ОФП. Авторы ответили, что хорошо знакомы с опытом разработки аналогичных НПК и УНПК в Западной Сибири [9, 10, 11, 12, 13, 14, 15], включая фактические характеристики их обводнения. В представленном ППЭ кривая обводнения проектируемого объекта *практически совпала* (рис.) с фактической характеристикой вытеснения по участку низкопроницаемого пласта, имеющему 20-летнюю историю разработки [14]. Однако, эксперта это не убедило, и он настоял на своем требовании.

Возникает вопрос: достаточно ли профессионально подготовлен этот эксперт?

Показательный анализ экспертизы проекта пробной эксплуатации

В 2020 г. на рассмотрение секции ЦКР по УВС был представлен «Проект пробной эксплуатации нефтяного месторождения «Л» Саратовской области. Цель недропользователя была простой: согласовать на очень мелком нефтяном месторождении пробную эксплуатацию одной добывающей скважины – в течение трех лет.

Задачи проекта были понятны: получить сведения о продуктивности пласта, режиме работы залежи, подобрать путем тестирования режимов рациональные

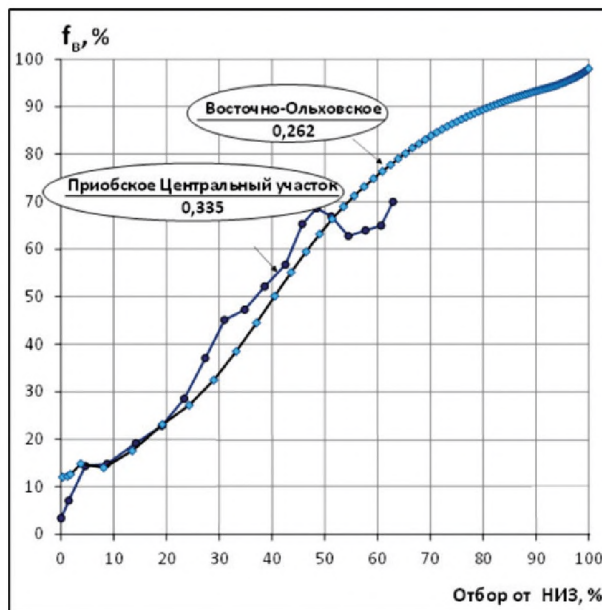


Рис. Сравнение характеристик обводнения залежей с УНПК: проектная – в ППЭ 2023 г. и фактическая – по участку Приобского месторождения

величины забойного давления и др. В итоге, на 3-й год пробной эксплуатации выполнить подсчет запасов и составить техсхему разработки месторождения.

Единственная на месторождении залежь нефти очень мелкая: ее площадь крайне мала – 100 (!) га, а НИЗ нефти – 232 тыс. т. За период пробной эксплуатации планировалось отобрать 10 % от НИЗ нефти. При этом КИН в проекте 2020 г. авторы не пересматривали.

В процессе обсуждения работы проектанты обращали внимание экспертов на то, что большая часть их вопросов относится не к периоду пробной эксплуатации, а к этапу промышленной разработки месторождения (см. комментарии в табл.).

Возникает вопрос: насколько профессионально состоятельны и обоснованы требования экспертизы о необходимости выполнения в трехлетний период пробной эксплуатации крайне мелкой высокопроницаемой нефтяной залежи следующих мероприятий:

- зарезка БГС из единственной скважины, продуцирующей безводной нефтью с дебитом 20-22 т/сут., – на стадии именно пробной эксплуатации?
- целесообразность увеличения длины БГС на очень мелкой высокопроницаемой залежи (имеющей размеры 1,1×1,2 км) с 300 м – до «рискованных» 500 м?
- необходимость в ППЭ дополнительного обоснования КИН по залежи, в условиях, когда геологической информации по залежи не прибавилось, а КИН полностью соответствует утвержденному ФАН – всего лишь год назад?
- требование о необходимости поддержания в скважине $P_{заб} > P_{нас}$, когда текущее пластовое давление в залежи вдвое выше давления насыщения?

Справка: в настоящее время в Западной Сибири тысячи добывающих скважин устойчиво в течении многих лет работают при $P_{заб} < P_{нас}$ более, чем в 2 раза. Знакомы ли эксперты с этим поучительным опытом?

- необходимость создания в рамках ППЭ трехфазной ЗДФМ, если $P_{пл}^{тек}$ превышает $P_{нас}$ более чем в 2 раза – в течение всего срока разработки объекта?

- необходимость планировать выполнение РИР в БГС, пробуренном на монолитный высокопроницаемый пласт,



Табл. Ответы на замечания экспертизы по проекту пробной эксплуатации месторождения «Л»

№	Значение	Значение																
1	Предусмотреть доп. точку отбора путем бурения скважины с целью максимального извлечения нефти.	Площадь залежи очень мала. Бурение дорогостоящей скважины на стадии ПЭ сопряжено с высоким геологическим риском. Представленные в проекте решения обеспечивают достижение утвержденного КИН – 0,582.																
2	Рекомендуется рассмотреть возможность ЗБГС в период пробной эксплуатации.	В трехлетний период пробной эксплуатации дебит пробуренной скважины будет достаточно высок – 20-22 т/сут. безводной нефти. С учетом этого осуществлять дорогостоящий ЗБГС на стадии ПЭ из этой единственной скважины – преждевременно.																
3	Уточнить, почему длина ГУ в БГС – 500 м не вполне приемлема?	Длина горизонтального участка – 300 м принята с учетом соразмерности ее с конфигурацией очень мелкой залежи. Длина БГС – 300 м учитывает опыт разработки подобных очень мелких высокопроницаемых залежей. В этих условиях увеличивать длину ГУ в БГС – нецелесообразно из-за рисков выхода ствола за границу залежи.																
4	В ППЭ не обоснован проектный срок разработки «на полное развитие».	В проекте представлена «госплановская форма» по данным 3D-моделирования – за весь период разработки до достижения обводненности 98%. Полученный срок разработки соответствует опыту эксплуатации подобных залежей нефти в Саратовской области.																
5	После ввода БГС (в 22 году) отмечается резкий рост обводненности.	Указанный рост обводненности обусловлен «прорывом» компактного фронта воды в монолитном пласте в связи с высокой выработкой запасов.																
6	В расчетах задается низкое значение забойного давления ($P_{заб}$).	Установление рационального $P_{заб}$ является одной из задач пробной эксплуатации. Для этого скважина будет отработана на различных режимах, в т.ч. со снижением $P_{заб}$ ниже $P_{нас}$. Минимально допустимое $P_{заб}$ рассчитанное по формуле проф. И.Т. Мищенко, в 1,5–2 раза ниже принятого авторами в проекте. <table><tr><th>Обводненность продукции, %</th><th>Разб мин. по формуле И.Т. Мищенко, МПа</th><th>Разб в ППЭ (в ГДМ), МПа</th><th>То же, %</th></tr><tr><td>0</td><td>6,1</td><td>9,5</td><td>156</td></tr><tr><td>60</td><td>4,5</td><td>6,5</td><td>145</td></tr><tr><td>95</td><td>3,6</td><td>6,5</td><td>180</td></tr></table>	Обводненность продукции, %	Разб мин. по формуле И.Т. Мищенко, МПа	Разб в ППЭ (в ГДМ), МПа	То же, %	0	6,1	9,5	156	60	4,5	6,5	145	95	3,6	6,5	180
Обводненность продукции, %	Разб мин. по формуле И.Т. Мищенко, МПа	Разб в ППЭ (в ГДМ), МПа	То же, %															
0	6,1	9,5	156															
60	4,5	6,5	145															
95	3,6	6,5	180															
7	КИН в ППЭ должен быть обоснован различными способами.	Величина КИН – 0,582 всего лишь год назад утверждена ГКЗ (ОПЗ-2019 г). За прошедший период новой информации по объекту не получено. В настоящем ППЭ утвержденный КИН оставлен – без изменения. Согласно практике в этом случае доп. обоснования КИН – не требуется. По подборке по 15 месторождениям Саратовской области средний КИН по пласту С166 равен – 0,583.																
8	Уточнить фразу: «Разгазирование будет происходить только в ПЗП. Это не влияет на справедливость результатов двухфазного моделирования».	В течение всего срока, (включая этап пробной эксплуатации) – среднее пластовое давление в залежи будет находиться на высоком уровне 28,6–24,4 МПа, при $P_{нас}$ =12 МПа. Выделение газа будет происходить только в стволе скважины. Указанное обстоятельство исключает разгазирование нефти в пласте и снимает необходимость замены созданной 3ДФМ – на трехфазную. Выбор авторами модели BlackOil – не противоречит РД и является вполне применимым в геологических и технологических условиях разработки месторождения «Л».																
9	Остается открытым вопрос о проведении РИР в ГС.	- На стадии ПЭ извлекаемая продукция – безводная, поэтому проведение в этот период РИР – преждевременно. - В интервале бурения ГУ пласт монолитен ($K_{распл} = 1$) и высокопроницаем – $K_{пр} = 440$ мД. В подобных («идеальных») геологических разрезах – РИР не проводят ввиду их неэффективности и убыточности.																
10	В период ПЭ отсутствуют меры по определению текущей нефтенасыщенности ($K_{н.тек}$) пласта.	На третий год пробной эксплуатации продукция скважины будет безводной. Пласт монолитен и представлен одним высокопроницаемым пропластком с $K_{пр} > 440$ мД и $K_{нн} = 95$ %. В этих условиях проводить оценку текущей нефтенасыщенности монолитного перфорированного пласта на стадии пробной эксплуатации – преждевременно.																
11	Уточнить, почему в качестве аналогов приняты Гурьяновское и Кировское месторождения?	В Протоколе ФАН (годовой давности) об утверждении ОПЗ-2019 г. сообщается, что КИН – 0,582 принят по аналогии с Гурьяновским и Кировским месторождениями.																
12	Начиная с 23 ^{го} года чистый NPV – отрицателен. Необходимо уточнить длительный срок разработки.	- Согласно РД, оценка рентабельного срока разработки и рентабельного КИН задачами ППЭ – не являются. - Полученный в ППЭ общий срок разработки согласуется со сроками эксплуатации аналогичных объектов Саратовской области.																



когда столь рискованные операции в подобных геологических условиях в отрасли вообще не выполняют из-за их убыточности?

– необходимость в период трехлетней пробной эксплуатации планировать работы по инструментальному определению текущей нефтенасыщенности в разрезе полностью монолитного пласта ($K_{расч} = 1$), в период, когда скважина будет работать безводной нефтью?

– необходимость представления в ППЭ экономических расчетов по оценке *рентабельных запасов, КИН и рентабельного срока разработки?*

Ответы на эти вопросы вполне очевидны: вышеперечисленные требования экспертов к ППЭ выходят за рамки сугубо профессионального проектирования.

Какие еще выводы можно сделать из представленной таблицы?

1. Ответы на замечания экспертов показывают, что авторы проекта обладают достаточным опытом проектирования разработки мелких нефтяных залежей. Ответы авторов – исчерпывающие, логичны, обоснованы.

2. По большей части требования экспертов профессионально несостоятельны, несущественны и не влияют на обоснованность представленных в проекте решений по технологии разработки крайне мелкой залежи.

3. Основная часть вопросов и замечаний экспертизы относится не к стадии пробной эксплуатации, а к этапу промышленной разработки месторождения.

4. Дополнительно подчеркнем, что законодательно установленные нормативы оптимальной изученности месторождений образцами керна и объем их исследований, а также пластовых флюидов – в отрасли сейчас отсутствуют.

Каким же оказался итог затянувшейся дискуссии авторов и экспертов – по поводу решений указанного ППЭ очень мелкого месторождения?

К сожалению, экспертиза отказалась принимать убедительные аргументы и комментарии авторов. На наш взгляд, указанное свидетельствует о низком профессиональном уровне экспертов, недостаточном их опыте в области проектирования разработки очень мелких нефтяных месторождений Саратовской области.

Вследствие отклонения проекта недропользователь был вынужден остановить добычу нефти на месторождении, претерпев из-за необъективной экспертизы значительные финансовые потери. Возникает логичный вопрос: имеет ли право недропользователь обратиться в суд с иском к экспертам данной работы по поводу компенсации упущенной выгоды нефтедобывающего предприятия, а также из-за снижения налогов, поступающих в госбюджет?

Выводы и предложения

1. Проектирование разработки нефтяных месторождений представляет из себя сложный творческий, но слабо формализованный процесс. Квалифицированное проведение экспертизы проекта разработки по сложности сопоставимо с созданием собственно проектного документа.

2. В исчерпывающем виде процедуры принятия *«правильных проектных решений»* в РД – не прописаны. В силу сложности и огромного разнообразия условий залегания и геологических характеристик объектов, в рамках единого руководства (РД) решить эту задачу – невозможно. Подобная ситуация порождает существенные расхождения во взглядах проектантов и экспертов.

3. При принятии решений проектанты и эксперты опираются на собственный опыт, который у обеих сторон ограничен и неодинаков. Иногда проектант оказывается более опытным и профессионально подготовленным, нежели эксперт. Однако у последнего больше «власти», вследствие чего он может «навязать» исполнителю другие (менее эффективные) решения.

4. Существующая система согласования документов ставит проектанта в неравные условия с экспертом. Сейчас проектант может быть лишен возможности открыто оппонировать эксперту. Для устранения субъективизма в принятии решения о согласовании/несогласовании, проект должен рассматриваться открыто и коллегиально на заседаниях госорганов с присутствием заинтересованных сторон, включая все случаи наличия отрицательных экспертных заключений.

5. Для повышения качества экспертиз и устранения ошибок требования к квалификации и опыту экспертов необходимо существенно повысить. Основными критериями при назначении экспертов (по технологии разработки) должны быть: достаточный (не менее 15 лет) опыт работы по указанной специальности; высокий профессиональный уровень (не менее 15 самостоятельных защит проектов в госорганах); наличие самостоятельных научных публикаций – не менее 5 статей (без соавторов) в журналах, аккредитованных в ВАКе и др.

6. Для повышения качества, обоснованности и объективности выполнения экспертиз рекомендуется ввести три квалификационные категории экспертов:

– эксперт 1-й категории – наиболее опытные, высокопрофессионально и всесторонне подготовленные специалисты, рассматривающие проекты по технологии разработки уникальных и крупных месторождений УВС;

– эксперт 2-й категории – квалифицированные специалисты, выполняющие экспертизу проектов по средним и мелким месторождениям УВС;

– эксперт 3-й категории – специалисты, экспертирующие проекты по мелким и очень мелким месторождениям УВС.

7. Переаттестацию экспертов рекомендуется делать не чаще одного раза в 10 лет. Сокращение указанного срока – лишено достаточных оснований.

8. Необходимо шире привлекать к проведению экспертизы проектов разработки (не аккредитованных в ЕСОЭН) опытных и подготовленных специалистов, работающих в нефтяных компаниях и их научных центрах.

9. Экспертирующие проекты лица, работающие в многочисленных частных мелких и средних проектных организациях (ООО), могут быть конкурентами на рынке авторам проектных документов. По возможности, при назначении экспертов, подобные конфликты интересов следует исключать.

10. Необходимо рассмотреть вопрос об установлении персональной ответственности экспертов за выдачу некачественных (необъективных) экспертных заключений, приводящих к реальным технологическим потерям в добыче нефти и финансовым убыткам недропользователей, а также к снижению поступления налогов в госбюджет.

Литература

1. Лисовский Н.Н. Роль экспертизы проектов в обеспечении эффективного недропользования при добыче углеводородного сырья // Вестник ЦКР Роснедра. – М. – 2009. – № 6. – С. 59–65.



2. Пономарев Н.С. Практика проведения экспертизы проектной и технологической документации на разработку месторождений УВС // Вестник ЦКР Роснедра. – М. – 2007. – № 2. – С. 3–7.

3. Давыдов А.В. Повышение качества проектирования разработки месторождений углеводородного сырья – основная задача в современных условиях // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 3.

4. Баишев Б.Т. Мысли вслух. К юбилею ЦКР // Сб. трудов ВНИИнефть, вып. 139. – М. – 2008. – С. 13–38.

5. Васильев И.П. Будни Центральной Комиссии. В книге «У руля разработки нефтяных месторождений» // ВНИИОНГ. – М. – 1998. – С. 203–209.

6. Янин А.Н. Об истории стандартизации нефтяного проектирования в России / к 40-летию выхода первого «Регламента составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газовых месторождений РД-39-43-25-77 // Недропользование XXI век. – М. – Май 2018. – С. 140–149.

7. Базив В.Ф. Экспертно-аналитическая оценка эффективности систем разработки нефтяных месторождений с заводнением // ВНИИОНГ. – М. – 2007. – С. 130–199.

8. «Руководство эксперта при проведении государственной экспертизы запасов УВС и геологической информации...» / М. – ГКЗ. – 2021. – 15 с.

9. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ». – Тюмень. – 2010. – 605 с.

10. Янин А.Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири / ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ». – Тюмень. – 2021. – 615 с.

11. Янин А.Н. Принципы разработки ультранизкопроницаемых коллекторов // Бурение и Нефть. – М. – 2016. – № 11. – С. 22–24.

12. Янин А.Н., Биккулов М.М. Обобщенные зависимости для определения коэффициентов вытеснения в низкопроницаемых (до 10 мД) пластах Приобского месторождения // Нефтепромысловое дело. – М. – 2022. – № 6. – С. 20–30.

13. Янин А.Н., Крейнин А.Г. О коэффициенте вытеснения нефти для особонизкопроницаемых (менее 1 мД) терригенных коллекторов Западной Сибири // Недропользование XXI век. – М. – Июнь 2020. – С. 60–69.

14. Янин А.Н., Биккулов М.М., Янин К.Е. и др. Совершенствование системы разработки мощного низкопроницаемого объекта на примере Центрального участка Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 1. – С. 16–22.

15. Постановление Правительства РФ № 2127 от 30.11.2021 г. «О порядке подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».

16. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений УВС / Утв. Приказом МПР РФ № 639 от 20.09.2019 г.

17. Правила разработки месторождений УВС / Утв. Приказом МПР РФ № 356 от 14.06.2016 г. (с изменениями и дополнениями).

18. Приказ МПР РФ № 4 от 10.01.2018 г. «Об утверждении Административного регламента предоставления Федеральным агентством по недропользованию государственной услуги по организации проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр».

References

1. Lisovsky N.N. The role of project examination in ensuring efficient subsoil use in hydrocarbon extraction // *Bulletin of the Central Control Center of Rosnedra*. – М. – 2009. – No. 6. – P. 59–65.

2. Ponomarev N.S. Practice of conducting examination of design and technological documentation for the development of hydrocarbon deposits // *Bulletin of the Central Control Center of Rosnedra*. – М. – 2007. – No. 2. – P. 3–7.

3. Davydov A.V. Improving the quality of design for the development of hydrocarbon deposits – the main task in modern conditions // *Oil. Gas. Innovations*. – 2012. – No. 3.

4. Baishev B.T. Thoughts out loud. For the anniversary of the Central Control Center // *Collected works of VNIIneft, issue*. 139. – М. – 2008. – P. 13–38.

5. Vasiliev I.P. Everyday Life of the Central Commission. In the book «At the Helm of Oil Field Development» // *VNIIONG*. – М. – 1998. – P. 203–209.

6. Yanin A.N. On the History of Standardization of Oil Design in Russia / on the 40th Anniversary of the First «Regulations for Drawing Up Projects and Technological Schemes for the Development of Oil and Gas Fields RD-39-43-25-77» // *Subsoil Use in the 21st Century*. – М. – May 2018. – P. 140–149.

7. Baziv V.F. Expert and Analytical Assessment of the Efficiency of Oil Field Development Systems with Waterflooding // *VNIIONG*. – М. – 2007. – P. 130–199.

8. «Expert's Guide to Conducting State Expertise of Hydrocarbon Reserves and Geological Information...» / М. – GKZ. – 2021. – 15 p.

9. Yanin A.N. Problems of Oil Field Development in Western Siberia / ООО «Proektnoe Byuro «TERM». – Tyumen. – 2010. – 605 p.

10. Yanin A.N. Hydraulic Fracturing of Oil Reservoirs in Western Siberia / ООО «Proektnoe Byuro «TERM». – Tyumen. – 2021. – 615 p.

11. Yanin A.N. Principles of Development of Ultra-Low-Permeability Reservoirs // *Drilling and Oil*. – М. – 2016. – No. 11. – P. 22–24.

12. Yanin A.N., Bikkulov M.M. Generalized dependencies for determining displacement factors in low-permeability (up to 10 mD) formations of the Priobskoye field // *Oil field business*. – М. – 2022. – No. 6. – P. 20–30.

13. Yanin A.N., Kreinin A.G. On the oil displacement factor for especially low-permeability (less than 1 mD) terrigenous reservoirs of Western Siberia // *Subsoil use in the XXI century*. – М. – June 2020. – P. 60–69.

14. Yanin A.N., Bikkulov M.M., Yanin K.E. et al. Improving the development system of a powerful low-permeability object using the Central section of the Priobskoye field as an example // *Oil industry*. – 2023. – No. 1. – P. 16–22.

15. RF Government Resolution No. 2127 of 11/30/2021 «On the procedure for preparing, coordinating and approving technical projects for the development of mineral deposits, technical projects for the construction and operation of underground structures, technical projects for the liquidation and conservation of mine workings, boreholes and other structures related to the use of subsoil, by types of minerals and types of subsoil use.»

16. Rules for preparing technical projects for the development of hydrocarbon deposits / Approved. by Order of the RF Ministry of Natural Resources No. 639 of 09/20/2019.

17. Rules for the development of hydrocarbon deposits / Approved. By order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation No. 356 of 14.06.2016 (with amendments and additions).

18. Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation No. 4 of 10.01.2018 «On approval of the Administrative Regulations for the provision by the Federal Agency for Subsoil Use of a public service for organizing the conduct of a state examination of mineral reserves, geological, economic and environmental information on subsoil areas provided for use».