



УДК 622.276+550.832.9

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НАХОДКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF THE CURRENT STATUS AND CONTROL OF DEVELOPMENT OF THE NAKHODKINSKOE FIELD

Рясный Александр Геннадьевич

начальник управления
гидродинамического моделирования
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
ryasnyiag@tmn.lukoil.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений и
подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный
технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются основные проектные решения проекта опытно-промышленной эксплуатации, состояние разработки пластов и фонда скважин, также представлены методы контроля за разработкой Находкинского месторождения. Основные задачи контроля за разработкой связаны с прогнозированием внедрения пластовой воды в залежь, изучением распределения пластового давления и отработкой залежи по площади и разрезу.

Ключевые слова: состояние разработки Находкинского месторождения; основные проектные решения; состояние разработки пластов и фонда скважин; необходимый минимум исследований по контролю за разработкой; определение эксплуатационных характеристик пласта; комплекс промыслово-геофизических исследований для наблюдательных скважин; комплекс промыслово-геофизических исследований для эксплуатационных скважин.

Ryasny Alexander Gennadievich

Head of Hydrodynamic
Modeling Department
«LUKOIL-Engineering» LLC
«KogalymNIPIneft» Branch Office in Tyumen
ryasnyiag@tmn.lukoil.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of
Development and Operation of
Oil and Gas Fields and
Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article discusses the main design solutions for the pilot production project, the state of reservoir development and well stock, and also presents the methods of monitoring the development of the Nakhodkinskoye field. The main tasks of monitoring the development are associated with predicting the introduction of formation water into the reservoir, studying the distribution of reservoir pressure and developing the reservoir over the area and section.

Keywords: state of development of the Nakhodkinskoye field; basic design solutions; state of reservoir development and well stock; required minimum of research to control the development; determination of reservoir performance; complex of field geophysical studies for observation wells; complex of field-geophysical studies for production wells.

Территория Находкинского участка расположена в северной части Западно-Сибирской равнины. В физико-географическом отношении район работ приурочен к Тазовской провинции тундровой равнинной зональной области и расположен в бассейне р. Мессояха.

В административном отношении территория работ находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Расстояние от районного центра п. Тазовский до центра участка составляет 70 км.

Ближайшим разрабатываемым месторождением является Тазовское, где с 1970 года производится отбор газа из сеноманских отложений для газоснабжения п. Тазовский и Газ-Сале.

Основные проектные решения

Находкинское газонефтяное месторождение введено в разработку на основании проекта опытно-промышленной эксплуатации, выполненного институтом ОАО «СибНАЦ» в 2002 году.

Прогноз технологических показателей принят условно на 25 лет, начиная с 2004 по 2029 гг.

В проекте разработки на основе созданной геологической модели сеноманской залежи Находкинского месторождения рассмотрены 6 вариантов разработки, обеспечивающие как различные темпы отбора газа, так и разные конструкции скважин.

Различие вариантов, в основном, касается размещения скважин на площади месторождения и конструкций скважин.



Предварительный технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что лучшими показателями характеризуется вариант 3, обеспечивающий проектный отбор газа в объёме 10 млрд м³ (темп отбора 4 %).

В рамках данного варианта с проектным уровнем добычи газа 10 млрд м³ рассмотрены варианты по его оптимизации: применение субгоризонтальных скважин, различное количество скважин в кустах.

Вариант предполагает разбуривание залежи 60 добывающими скважинами в течение трёх лет. Разбуривание залежи осуществляется кустовым способом. Количество скважин в кустах – 3, количество кустов – 20. Кусты скважин равномерно размещены в пределах газонасыщенной толщины 40 м. Расстояние между забоями скважин в кусте 600 м.

Строительство и ввод добывающих скважин осуществляется следующим образом. В первый год бурится и вводится в эксплуатацию 21 добывающая скважина, во второй год – 30, в третий – 9. Коэффициент эксплуатации новых скважин составляет 0,5, остальных – 0,95.

Вариант характеризуется следующими основными технологическими показателями (рисунок 1):

- фонд добывающих скважин – 60 единиц;
- максимальная годовая добыча газа – 10,0 млрд м³;
- темп отбора газа – 4,0 %;
- период растущей и постоянной добычи – 14 лет;
- отбор газа за период постоянной добычи – 127,3 млрд м³;
- процент отбора газа за период постоянной добычи – 51,6 %;
- отбор газа за 20-летний период – 183,9 млрд м³;
- процент отбора газа за 20-летний период – 74,5 %;
- среднее пластовое давление на конец расчётного периода – 3,2 МПа;
- среднее устьевое давление на конец расчётного периода – 2,1 МПа.

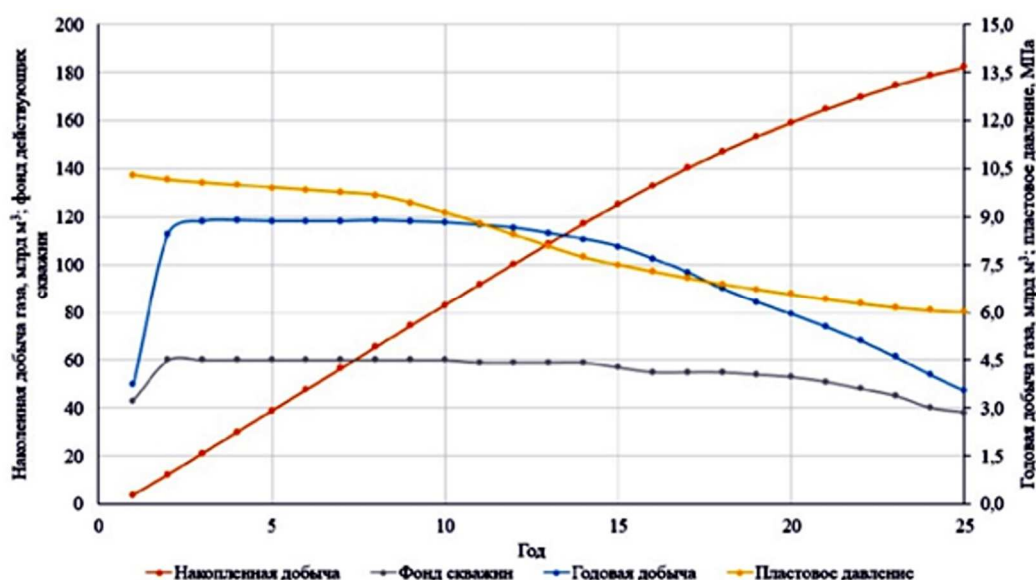


Рисунок 1 – Основные технологические показатели разработки

Средний входной дебит добывающих скважин по газу составляет 480 тыс. м³ / сут., на конец расчётного периода – 388 тыс. м³ / сут.

Реализация рекомендуемого варианта осуществляется следующим образом.

В год, предшествующий началу эксплуатации, бурится 21 добывающая скважина. Разбуриваются кусты 1, 2, 3, 4, 5, 6 и 7. Все кусты содержат по 3 скважины.

Первая скважина в кусте бурится с вертикальным вскрытием продуктивного пласта с вскрытием ГВК ниже на 50 м. При необходимости первая скважина может быть углублена до нижележащих пластов ПК16-17 и ПК18. По результатам бурения этой скважины уточняются характеристики продуктивного пласта и оценивается целесообразность бурения остальных скважин куста. Бурение последних осуществляется с остановкой забоев на 10–15 м выше уровня ГВК, скважины бурятся или с вертикальным вскрытием пласта, или с входом в пласт под углом 30–35 градусов. Целесообразность бурения скважин с субгоризонтальным окончанием устанавливается по результатам бурения вертикальной скважины куста.

Перфорация скважин в кусте осуществляется дифференцированно с учётом охвата всего разреза, наличия выдержанных глинистых прослоев и возможности в дальнейшем осуществлять регулирование разработки.



Во второй год бурятся ещё 10 кустов (30 добывающих скважин) с 8-го по 17, время работы скважин данных кустов в течение первого года установлено 0,5 года.

В течение следующего года осуществляется бурение трёх оставшихся кустов скважин 18, 19 и 20.

Таким образом, время разбуривания залежи составляет 3 года, скважины вводятся в эксплуатацию в течение трёх лет.

В период, предшествующий эксплуатационному разбуриванию, предполагается вывод из консервации двух разведочных скважин №№ 47 и 48 с целью уточнения продуктивности залежи и возможности их использования для производства электроэнергии.

Для контроля за разработкой предусматривается бурение специальных скважин, приуроченных к эксплуатационным кустам северной, восточной и южной оконечности залежи (наблюдательные). Кроме этого функции контроля возлагаются на разведочные скважины №№ 51 и 52, предлагающиеся к бурению в зоне запасов категории S_2 на западной оконечности залежи.

Вариант обустройства предполагает коллекторно-лучевую схему сбора продукции скважин, объединённых в 20 кустов, на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) и транспорт подготовленного газа по газопроводу подключения на пункт сдачи. Врезка газопровода подключения осуществлена на вход КС 1–2 Находкинского месторождения.

На 7–8 годы разработки на входе УКПГ предполагается ввод первой очереди ДКС.

Для предотвращения гидратообразования в период выхода скважин на режим рекомендуется подавать в скважины метанол.

Состояние разработки пластов и фонда скважин

Находкинское месторождение относится к сложнопостроеным. По данным сейсморазведки в разрезе осадочного чехла в сводовой части структуры зафиксировано дизъюнктивное нарушение субширотного направления, оказавшее значительное влияние на строение выявленных залежей. Редкая сеть сейсмопрофилей не позволяет точно закартировать простирающие и протяжённые тектонические нарушения. Отмечается лишь незначительный его наклон и небольшая, затухающая вверх по разрезу, амплитуда – от 25–20 м по пластам ПК₁₆₋₁₇ до 7–8 м по пласту ПК₁.

Основным объектом разработки Находкинского газонефтяного месторождения является пласт ПК₁.

Залежь газа в сеноманских отложениях (пласт ПК₁) вскрыта на глубинах 972–1067 м и по своему строению в общих чертах идентична одновозрастным залежам не только Надым-Пурской нефтегазоносной области, но и других нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Все аналогичные залежи контролируются структурным фактором и являются по типу массивными.

Сеноманский резервуар представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород с подчинённой ролью последних. При сравнении геологических разрезов Находкинского месторождения с находящимися длительное время в эксплуатации (Ямбургское, Уренгойское, Медвежье) выявлено большое сходство строения продуктивной толщи и отсутствие в продуктивной части выдержанных мощных глинистых пластов и прослоев. В целом пласт ПК₁ можно представить как систему гидродинамически взаимосвязанных линзовидных песчаных пластов.

Вскрытые бурением газонасыщенные толщины изменяются от 10,2 м (скважина № 43) до 84,4 м (скважина № 47), составляя в среднем по залежи 33,9 м. Характеристика макронеоднородности пласта в объёме залежи представлена следующими геологическими параметрами: коэффициент песчаности равен 0,79, коэффициент расчленённости – 14,8; средняя толщина прослоев газонасыщенных коллекторов (при изменении в интервале 0,4–23 м) равна 3,3 м; средняя толщина глинистых прослоев (при вариации от 0,4 до 4,6 м) составляет 1,18 м.

Сверху сеноманский резервуар перекрыт мощной толщей турон-датских глин морского генезиса мощностью 700–750 м, что определяет высокие экранирующие свойства покрышки, позволившие сформироваться крупной газовой залежи. Пластовое давление в сеноманской газовой залежи соответствует гидростатическому на уровне ГВК, поскольку песчано-алевролитоглинистая толща сеномана представляет собой единую гидродинамическую систему, к верхней части которой приурочена залежь газа пласта ПК₁. Пластовое давление, рассчитанное по результатам газодинамических исследований скважин, в среднем по залежи составляет 10,4 МПа.

Данными опробования залежь пласта ПК₁ охарактеризована по всей высоте. Всего испытано 5 объектов: при опробовании 4 объектов получены фонтаны газа; при испытании одного объекта (скважина № 48) получен совместный приток газа с пластовой водой. Последний факт имеет следующее объяснение. В целях уточнения положения ГВК в разрезе скважины вскрыли подгазовую часть пласта; газ поступал перетоком по заколонному пространству из продуктивной части пласта.

Максимальные дебиты газа при испытании газовых объектов варьируют от 126,89 тыс. м³ / сут (Ø_{шт.} 22 мм) при депрессии 7,67 МПа в скважине № 48 и до 328,96 тыс. м³ / сут (Ø_{шт.} 15,85 мм) при депрессии 1,21 МПа в скважине № 42. Значения абсолютно свободных дебитов, рассчитанные по скважинам, изменяются в интервале 152–615 тыс. м³ / сут. Газовая залежь на Находкинском месторожде-



нии является массивной, тектонически нарушенной. Дизъюнктивное нарушение, зафиксированное на одном сейсмопрофиле, не имеет надёжного обоснования своего распространения. Небольшая протяжённость нарушения, незначительная амплитуда смещения и слабосцементированный характер отложений позволяют предположить отсутствие экранирующего эффекта сместителя. Объём залежи определяется двумя поверхностями: кровлей сеноманских отложений и уровнем газоводяного контакта. Достоверность положения кровли пласта ПК₁ не вызывает больших сомнений, так как базируется на данных сейсморазведки и бурения. ГВК по каротажу отбивается внутри коллектора в скважинах №№ 41, 42 и 47 на а.о. – 1043,4 м, в скважине № 48 на а.о. – 1043,6 м. Эти данные хорошо согласуются с другими внутриконтурными скважинами №№ 48 и 43, в которых ГВК проходит внутри заглинизированного прослоя, соответственно в интервалах а.о. – 1043,6 ÷ 1044,8 м и – 1044,4 ÷ 1046,2 м. При постановке запасов на государственный баланс ГВК был принят на максимальной отметке (а.о. – 1044 м), установленной в северо-восточной части залежи. Данные испытаний не противоречат принятому по каротажу положению ГВК. Наиболее низкие а.о. нижних отверстий перфорации (скважина № 42), откуда был получен безводный фронтан газа, составляют – 1041,4 м. Вода получена в скважине № 48 при испытании подгазовой зоны пласта в интервале а.о. – 1044,2 ÷ 1047,2 м. Кровля водоносных коллекторов по этой скважине отбивается на а.о. – 1044,8 м. В пределах принятого контура ГВК залежь газа пласта ПК₁ имеет размеры 22,5 x 15,7 км, высоту 104 м. Открытая пористость коллекторов на государственном балансе принята в значении 31 %, газонасыщенность – 73 %.

Залежь пласта ПК₁₆₋₁₇ открыта в 1991 году в сводовой части структуры по результатам испытаний скважины № 48. При опробовании в скважине двух различных объектов были получены притоки нефти и газа. В ходе последующих геологоразведочных работ было выявлено разобщение поля залежи тектоническим нарушением на два самостоятельных блока, содержащих различные по насыщению залежи углеводородов. С северным (приподнятым) блоком связана газонефтяная залежь, с южным – также нефтегазовая. Залежи в геолого-промысловом отношении слабоизучены, каждая из них охарактеризована бурением одной разведочной скважиной. Залежь газа пласта ПК₁₈ в геологическом плане недоизучена. Продуктивное поле залежи разделено дизъюнктивным нарушением на два тектонических блока. В настоящее время запасы газа подтверждены бурением в пределах южного блока, по северному блоку их оценили по категории С₂.

По состоянию на 01.01.2020 г. пробурены скважины на кустах 1–12, 15, 18 и проведены испытания (освоение) 42 скважин, из которых 5 вертикальные с отбором керна (№№ 134, 141, 1Н, 2Н и 3Н), а остальные – наклонно-направленные. Конструкция 41-ой испытанных скважин практически одинакова: направление диаметром 324 мм – 180–185 м по вертикали, кондуктор диаметром 245 мм – 500–505 м по стволу, эксплуатационная колонна (в т.ч. с фильтром) диаметром 168 мм – 1140–1353 м по стволу.

Скважина № 141 была пробурена на пласт ПК₁₈ по следующей конструкции: направление диаметром 324 мм – 180 м, кондуктор диаметром 245 мм – 898 м, эксплуатационная колонна диаметром 168 мм – 1730 м. Четвёртым объектом испытания в данной скважине был ПК₁.

Контроль за разработкой месторождения

Основные задачи контроля за разработкой связаны с прогнозированием внедрения пластовой воды в залежь, изучением распределения пластового давления и обработкой залежи по площади и разрезу.

Контроль за разработкой согласно действующих правил должен предусматривать следующий минимум исследований:

- систематическое и периодическое определение пластового, статического и устьевого давлений по всему фонду эксплуатационных и наблюдательных скважин;
- оценку добычных возможностей эксплуатационных скважин;
- проведение комплекса геофизических и гидрохимических замеров.

Необходимый минимум таких исследований приведен в таблице 1.

Для решения перечисленных задач на месторождении рекомендуется создать единую систему контроля за разработкой газовой сеноманской залежи, используя в совокупности все категории наблюдательных, пьезометрических, разведочных и эксплуатационных скважин. Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами (ГИС-контроль) включает все виды исследований в эксплуатационных и наблюдательных скважинах и должен обеспечить решение следующих задач:

1. Определение эксплуатационных характеристик пласта, которое включает в себя:
 - определение отдающих и поглощающих интервалов;
 - определение профиля притока в эксплуатационных скважинах;
 - определение мест газа и воды, выявление обводнённых интервалов;
 - установление причин обводнения;
 - определение давления и продуктивности пластов и прослоев.



2. Контроль технического состояния скважин;
3. Исследование скважин для выбора оптимального режима работы технологического оборудования, при которых предусматривается:
 - определение статических и динамических уровней жидкости, а также газоводяного раздела в стволе, жидкостных и гидратных пробок;
 - определение положения технологического оборудования в скважине (глубина спуска пакера, воронки лифтовых труб и т.д.);
 - определение выноса механических примесей и воды.

Таблица 1 – Необходимый минимум исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Объем исследований	Периодичность
Замеры рабочих давлений и температур по системе «скважина – газопровод – УКПГ»	действующий фонд скважин	1–2 раза в месяц
Замер статических давлений	эксплуатационный и наблюдательный фонд скважин	ежемесячно
Замер пластовых давлений (глубинными манометрами)	не менее 50 % эксплуатационного фонда	не менее одного раза в год
Контроль за межколонными газопроявлениями	весь фонд скважин	ежеквартально
Газодинамические исследования при стационарных режимах фильтрации, из них: специальные исследования коллекторами «Надым-1», «Надым-2»	эксплуатационный фонд скважин; не менее 50 % эксплуатационного фонда скважин	не менее одного раза в год
Шаблонирование ствола и отбивка забоев скважин	весь фонд скважин	после длительных простоев, перед глубинными ПГИС, подземными и капитальным ремонтами, перед пуском скважин в эксплуатацию
Замер пьезометрического уровня	фонд пьезометрических скважин	ежеквартально
Определение объема выносимой скважиной, пластовой жидкости установкой МГСУ-1-100	эксплуатационный фонд	не менее одного раза в год
Отбор проб пластовой жидкости и газа на гидрохимический анализ	эксплуатационный фонд	не менее одного раза в квартал
Комплекс ГИС. Радиоактивный каротаж (НГК, ГК)	наблюдательный фонд	один раз в год (при изменении текущего положения ГВК до 2 раз в год)
Газодинамический каротаж (ГДК)	10–15 % эксплуатационного фонда скважин	ежегодно
Комплекс ГИС по контролю за техническим состоянием	по фонду скважин, подлежащих капитальному ремонту	до и после проведения капремонта

Для наблюдательных скважин комплекс ГИС-контроль представлен в таблице 2, для эксплуатационных – в таблице 3.

Таблица 2 – Комплекс промыслово-геофизических исследований для наблюдательных скважин

По всему разрезу (масштаб записи 1:500)	В продуктивном интервале (масштаб записи 1:200)
ГК, НГК, высокочувствительная термометрия	ГК, НГК, высокочувствительная термометрия



Таблица 3 – Комплекс промыслово-геофизических исследований для эксплуатационных скважин

Исследования в остановленной скважине (масштаб 1:200)	Исследования при стационарных режимах фильтрации (масштаб 1:200)
Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	Отбивка забоя и шаблонирование прихватоопределителем
Дебитометрия	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)
Термометрия	Дебитометрия
Термоанемометрия	Термометрия
Манометрия	Манометрия (замеры на точках)

При неоднозначной интерпретации данных НГК в качестве дополнительного может быть использован метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Периодичность исследований в наблюдательных скважинах в течение первого года должна составлять 1 раз в квартал, в дальнейшем – не менее одного раза в полугодие. Исследования в работающей скважине выполняются не менее чем на трёх стационарных режимах фильтрации. Регистрация кривых радиоактивного каротажа в интервале «устье скважины – кровля продуктивной толщи» осуществляется с целью обнаружения скоплений газа за колонной. Периодичность исследований эксплуатационных скважин в начальный период эксплуатации – 1 раз в полгода, в дальнейшем – раз в течение года. Основными задачами исследований газовых скважин газодинамическими методами являются:

- определение геолого-физических параметров пород в призабойной зоне вокруг ствола скважины продуктивного пласта;
- изучение физических свойств насыщающих пласт флюидов;
- контроль за текущим состоянием призабойной зоны добывающей скважины, выкидных линий и промышленного оборудования.

Газодинамические исследования подразделяются на первичные, текущие и специальные.

Первичные или базисные исследования обязательны на всех добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию. При первичных исследованиях определяются такие параметры, как статическое давление на устье, пластовое давление, забойное давление на различных режимах работы скважины, дебит скважины и т.д.

Особое значение в процессе разработки месторождения имеют текущие и специальные исследования. Основные задачи текущих исследований заключаются в получении информации о текущем состоянии разработки месторождения и осуществлении оперативного контроля за работой системы добычи газа, включающей в себя «продуктивный пласт – добывающие скважины – внутривысокая сеть выкидных линий – узел входа УКПГ (ДКС)».

Текущие исследования должны проводиться во всех добывающих скважинах с целью установления оптимального технологического режима работы и проверки параметров призабойной зоны пласта. Полученные данные будут использоваться для определения мероприятий по увеличению дебитов скважин, построения карт изобар в зонах отбора, уточнения текущих запасов газа, контроля и регулирования системы разработки залежи.

По результатам текущих исследований определяются следующие параметры:

- условно-статическое пластовое давление;
- текущее рабочее давление, температура и дебит добывающей скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления призабойной зоны эксплуатационной скважины;
- коэффициенты проницаемости, пористости, толщины газоотдающих интервалов;
- приведённый радиус скважины;
- количественное соотношение жидкой фазы и мехпримесей в потоке газа;
- коэффициенты гидравлического сопротивления лифтовых труб, фонтанной арматуры скважины и выкидных линий.

Специальные газодинамические исследования проводятся коллектором «Надым-2» по всему эксплуатационному фонду скважин и позволяют установить не только продуктивность скважин, но и количественно определить наличие в потоке газа мехпримесей и пластовой жидкости при различных дебитах скважин.

Исследования коллектором «Надым-2» проводятся без выпуска газа в атмосферу.

В случае отсутствия шлейфа, а также в целях контроля газодинамические исследования проводятся через коллектор «Надым-1» или ДИКТ.

На основании опыта контроля за разработкой сеноманских залежей специальные исследования должны также включать следующие виды работ:

- контроль за перетоками газа в вышележащие горизонты по некачественному цементному камню;



- установление эффективности различных методов интенсификации притока газа и водоизоляции;
- определение интервалов образования гидратов в скважинах и выкидных линиях;
- опробование новых методов исследования скважин.

Газодинамические исследования проводятся не менее одного раза в год, а также после окончания строительства скважин, через 6 месяцев после запуска скважины в работу, до и после проведения по скважине ремонтных и интенсификационных работ. Специальные исследования проводятся по согласованию с геологической службой, но не реже одного раза в год.

Опыт гидрохимического контроля на газовых месторождениях севера Тюменской области свидетельствует, что капиллярно-связанные остаточные воды (ОВ) в отличие от подошвенных вод (ПВ) выносятся скважинами в сравнительно небольших количествах (до 10–15 %), а целиковые ОВ, хотя и в соизмеримых с ПВ объёмах, но в течение короткого и ограниченного промежутка времени. Вынос ОВ в целом является даже благоприятным фактором, поскольку ведет к осушению продуктивной части пласта и улучшению фильтрационных свойств газонасыщенных пород. Поэтому основной задачей контроля можно считать определение наличия и причин проявления в продукции скважин ПВ.

Причём по скважинам, в продукции которых будет отмечено проявление пластовой воды, исследования следует проводить на 3–5 стационарных режимах с отбором проб и замером количества жидкости с целью выяснения характера и степени обводнения скважины и определения возможного безводного рабочего дебита.

Комплекс промыслово-геофизических исследований в бурящихся, наблюдательных, пьезометрических и эксплуатационных скважинах по контролю за разработкой сеноманской газовой залежи Находкинского месторождения в настоящее время позволяет решить практически все задачи, которые ставит геологическая служба.

Однако в результате длительной эксплуатации месторождения могут возникнуть дополнительные задачи, решение которых потребует привлечения новых методов ГИС. Под термином «новые методы» следует понимать методы как недавно разработанные, так не входящие в существующий комплекс исследования скважин.

В процессе разработки месторождения в газовой залежи происходит снижение пластового давления. Могут возникнуть условия, при которых превышение горного давления над пластовым приведёт к необратимой деформации матрицы пород продуктивных отложений, что вызовет изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, в частности, пористости и проницаемости. Подобные явления обнаружены на ряде нефтяных месторождений Тюменской области. С целью контроля за состоянием скелета породы необходимо проводить исследования методом акустического каротажа, являющегося надёжным методом определения пористости.

Особое внимание следует уделять контролю за техническим состоянием скважин, многие из которых будут эксплуатироваться более 20–25 лет. При этом возникает необходимость решения следующих задач:

- контроль за состоянием обсадных колонн и лифтовых труб;
- временный контроль за качеством цементного камня;
- контроль за состоянием зоны перфорации;
- контроль за механическим изменением прискважинной зоны пласта в связи с добычей газа.

Для решения перечисленных задач необходимо включить в обязательный комплекс исследования эксплуатационных скважин гамма-цементометрию для выявления дефектов в цементном кольце и гамма-толщинометрию для выявления дефектов в обсадной колонне. Эти методы следует проводить совместно с акустической цементометрией. Естественно, что все названные методы должны иметь надёжную метрологическую и интерпретационную базу.

С целью контроля ремонтных работ в эксплуатационных скважинах и уточнения информации об отработке разреза в скважинах, подлежащих капитальному ремонту, необходимо проводить расширенный комплекс исследований.

В зависимости от объёмов и видов капитальных работ комплекс должен корректироваться по согласованию с геологической службой.

Контроль за технологическими и газодинамическими параметрами системы «пласт – скважина – газосборная сеть – УКПГ (ДКС)» с использованием ЭВМ, включающими определение давления, температуры, расходов газа в различных точках системы, а также фильтрационно-гидравлических коэффициентов сопротивления скважин, местных сопротивлений и др.

Решению задачи контроля параметров способствует то обстоятельство, что большинство параметров системы является медленно меняющимися функциями времени. Это позволяет прогнозировать поведение параметров системы на основании их изменения в прошлом. Так, периодические замеры и расчёты значений пластовых давлений, давлений на устье скважины, расхода газа позволяют проследить изменение эквивалентного коэффициента сопротивления системы «пласт – скважи-



на» $v = \frac{A}{g+B}$, где A и B – фильтрационно-гидравлические коэффициенты сопротивления, g – некоторое фиксированное значение дебита скважины. Довольно точно удаётся прогнозировать изменение пластового давления, приведённых коэффициентов сопротивления шлейфов и др.

Сущность решения задачи контроля с использованием ПЭВМ заключается в следующем:

- на основании имеющейся информации проводится адаптация, т.е. расчётным путём определяются все параметры модели, что обеспечивает её адекватность к реальному процессу;
- на основании полученной информации решается задача контроля параметров путём сравнения их значений с результатами расчёта по математической модели.

Литература:

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации Находкинского месторождения / В.П. Балин [и др.]. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2002.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
3. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
6. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
7. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Апулин Д.В., Мавлетдинов М.Г. Алгоритм обоснования системы размещения скважин с целью наибольшего извлечения углеводородов из нефтяной оторочки Находкинского нефтегазового месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 58–62.
12. О результатах построения и опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели Находкинского месторождения / А.Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 95–99.
13. Восстановление и повышение производительности скважин Находкинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» за счёт применения перспективных и эффективных технологий / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 3. – С. 16–19.
14. Зипир В.Г. Базовые принципы построения интегрированной модели разрабатываемого месторождения углеводородов // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3 Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 142–145.
15. Особенности интерпретации исследований на нестационарных режимах фильтрации для условий слабосцементированного коллектора пласта ПК₁ Находкинского месторождения / А.Г. Козубовский [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 5–11.
16. Липилина Д.С., Савенок О.В. Процесс освоения добывающей скважины в условиях Находкинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 295–304.
17. Сидорина Ю.Н. Геохимическая зональность Находкинской порфирово-эпитермальной системы (Западная Чукотка) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 2. – С. 78–84.

References:

1. Project of experimental-industrial exploitation of Nakhodkinskoye field / V.P. Balin [et al.]. – Tyumen : JSC «SibNATs», 2002.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells in oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. – M.: Infra-Engineering, 2021. – 260 p.



6. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
7. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra Engineering, 2019. – 548 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
11. Aptulin D.V., Mavletdinov M.G. Algorithm of substantiation of well placement system with the purpose of the highest extraction of hydrocarbons from the oil rim of Nakhodka oil and gas field // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2016. – № 11. – P. 58–62.
12. On the results of construction and pilot operation of the integrated model of the Nakhodka field / A.E. Bortnikov [et al.] // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2018. – № 9. – P. 95–99.
13. Rehabilitation and improvement of well productivity of Nakhodkinskoye field of LUKOIL-West Siberia LLC through the use of promising and effective technologies / R.A. Gasumov [et al.]. – 2015. – № 3. – P. 16–19.
14. Zipir V.G. Basic principles of building an integrated model of the hydrocarbon field under development // *Proceedings of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of Hydrocarbon and Ore Mineral Fields Development»* (October 24–26, 2017, Perm). Section 3 Development of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2017. – P. 142–145.
15. Peculiarities of interpretation of studies on unsteady filtration modes for the conditions of weakly cemented reservoir of formation PK₁ of Nakhodka field / A.G. Kozubovsky [et al.] // *Oilfield Business*. – 2018. – № 10. – P. 5–11.
16. Lipilina D.S., Savenok O.V. The process of producing well development in the conditions of the Nakhodka field // *Bulatov readings*. – 2020. – Vol. 2. – P. 295–304.
17. Sidorina Y.N. Geochemical zoning of the Nakhodka porphyry-epithermal system (Western Chukotka) // *Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology*. – 2015. – № 2. – P. 78–84.