



УДК 553.982

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА СТАДИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

THERMODYNAMIC RESEARCH OF HEAVY OIL DEPOSITS AT THE EXPLORATION STAGE

Волков Юрий Васильевич

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
доцент кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука,
Казанский (Приволжский) федеральный университет
lyvolkoff@yandex.ru

Мударисова Раушания Айдаровна

ассистент кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука,
Казанский (Приволжский) федеральный университет
rayshania@mail.ru

Аннотация. Опробование и исследование скважин на месторождениях сверхвязких нефтей зоны гипергенеза делают неприемлемыми традиционные подходы к оценке количества и качества продуктивных объектов. В настоящей статье изложена последовательность выполняемых работ, необходимых для оценки запасов на стадии поисково-разведочных работ, являющихся обязательными по требованиям ФБУ ГКЗ Роснедр.

Ключевые слова: месторождения, сверхвязкие нефти, зона гипергенеза, паротепловая обработка, продуктивные пласты, технология, производство, оценка запасов.

Volkov Yuriy Vasilevich

Candidate of Geology and Mineralogy,
Associate Professor of the Department of
Geology of Oil and Gas,
Kazan Federal University
lyvolkoff@yandex.ru

Mudarisova Raushaniya Aidarovna

Assistant of the Department of
Geology of Oil and Gas,
Kazan Federal University
rayshania@mail.ru

Annotation. The testing and investigation of wells in hypergenesis zone heavy oil deposit make unacceptable traditional approaches to assess the quantity and quality of productive facilities. This article presents a sequence of required works for reserves assessment at the stage of exploration, are mandatory requirements for the Federal State Institution «State Commission on Mineral Reserves».

Keywords: deposit, heavy oil, hypergenesis zone, steam-heat treatment, reservoirs, technology, production, reserves assessment.

Существующая в нефтяной промышленности стадийность подготовки объекта разработки к эксплуатации, содержит «логистику» использования технологий, включающих комплекс работ от проектирования разведочных работ до ввода месторождения в эксплуатацию.

Этап опробования и исследования разведочных скважин является формирующим начальными положениями, которые определяют все последующие этапы развития месторождения (залежи) во времени.

В настоящей статье этап опробования и исследования изложен инструктивно с отражением последовательности выполняемых работ. Данные этих работ подвергаются математической обработке с получением параметров пласта, подбора глубинно-насосного оборудования и являются основными для расчета геолого-гидродинамических моделей и показателей, используемых в технологической схеме разработки.

Обработка материалов качественно выполненного опробования и исследования скважин всегда являлась практической работой. Владение методиками расчета, решение определенных задач прикладного значения, анализ состояния призабойной зоны продуктивного пласта, рекомендации по устранению негативного влияния на пласт первичного и вторичного вскрытия – залог успеха разработки нефтяных и газовых месторождений.

Для решения многих практических задач, связанных с поиском, разведкой, проектированием разработки месторождений сверхвязких нефтей (СВН) и их эксплуатации, следует получить ряд параметров для составления технологических схем и проектов разработки месторождения согласно действующего регламента. Необходимо иметь информацию о начальных пластовых давлениях и температурах, свойствах и составе битума, воды и газа, величинах реализованных депрессий и полученных дебитах, допустимых депрессиях на пласт, коррозионной активности продукции и её обводнённости, интенсивности выноса мехпримесей в зависимости от текущих дебитов, давления и температуры [1].

Особенности залежей СВН, расположенных в зоне гипергенеза, такие как небольшие глубины залегания, низкие пластовые давления и температуры, высокая вязкость в пластовых условиях, значительное содержание в поровом пространстве свободной воды, наличие водоносных пропластков в теле залежи, повсеместные подошвенные воды, малые эффективные толщины продуктивных пла-



стов и др. делают неприемлемыми традиционные подходы к опробованию и исследованию скважин, так как не позволяют получить необходимую информацию об испытываемом объекте.

В этих случаях опробование и исследование поисково-разведочных скважин необходимо проводить с учетом предполагаемых методов воздействия на пласт, которые будут рекомендованы в проектах разработки месторождений СВН.

Как правило, высокая обводненность продукции, малые притоки битума, а часто их полное отсутствие на естественном режиме работы пласта (ЕР) не позволяют достаточно полно оценить добычные возможности скважины. Поэтому, наряду с опробованием и исследованием на естественном режиме, должны проводиться мероприятия с прогревом, как наиболее эффективным методом воздействия на пласт для интенсификации притока нефти (СВН) [2].

В соответствии с накопленным опытом по опробованию и исследованию скважин с паротепловым воздействием (прогревом), после окончания бурения, каротажа (ГИС), спуска обсадной колонны, цементации и акустических исследований проводится перфорация скважин. Далее, из пласта с помощью комплекса для свабирования скважин (КСС) отбирается объем жидкости на 2–3 м³ больше, чем поглощено при его вскрытии (рис. 1). В течение последующих 1–2 суток определяется дебит скважины на естественном режиме, снимается кривая восстановления уровня, а также замеряется пластовая температура и давление. Паротепловое воздействие осуществляется с помощью передвижных парогенераторных установок с темпом закачки пара от 3–5 т/час. Одновременно в затрубье закачивается воздух от компрессора. В процессе термообработки пласта регистрируется серия термограмм с целью определения интервала приемистости и температуры теплоносителя на забое (рис. 2). После закачки теплоносителя скважина останавливается на термокапиллярную пропитку, которая продолжается до снижения забойной температуры до уровня 50–70 °С (рис. 3). Далее с помощью КСС (сваба) осуществляется отбор жидкости с замером и регистрацией динамического уровня и забойной температуры. Отбор жидкости проводится до снижения дебита жидкости до уровня 0,3–0,5 м³/сут. После окончания отбора регистрируется восстановление давления (КВУ) и измеряется забойная температура [3].

В связи с установленным неоднородным распределением нефтенасыщенности в отложениях уфимского яруса, а это основной объект испытания, и выделением в разрезе продуктивной и переходной зон, нефтенасыщенные интервалы необходимо опробовать отдельно, выделяя объекты опробования по данным каротажа и макроописанию керна.

При опробовании интервалов основной (продуктивной) части с пониженным нефтесодержанием следует предусмотреть водоизоляционные работы и не перфорировать часть эксплуатационной колонны против пропластков с пониженной нефтенасыщенностью или против водоносных пластов [4].

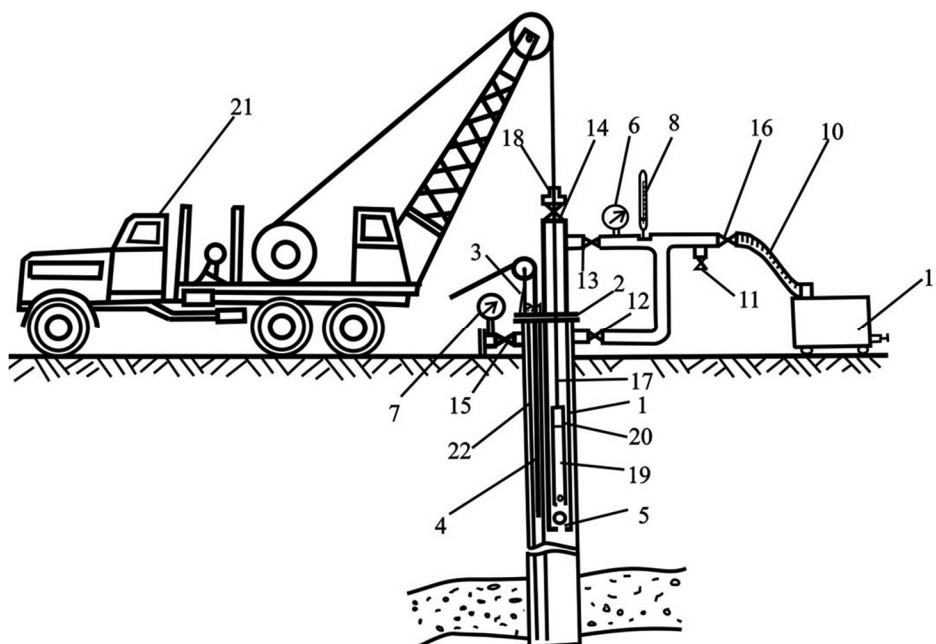


Рисунок 1 – Схема обвязки устья скважины:

- 1 – колонна НКТ; 2 – планшайба; 3 – сальник; 4 – прибор; 5 – клапан; 6,7 – манометры; 8 – термометр;
- 9 – вентиль; 10 – рукав; 11 – мерная емкость; 12–16 – запорная арматура; 17 – тяговый элемент;
- 18 – сальник; 19 – сваб; 20 – грузы; 21 – КСС-1; 22 – колонна труб

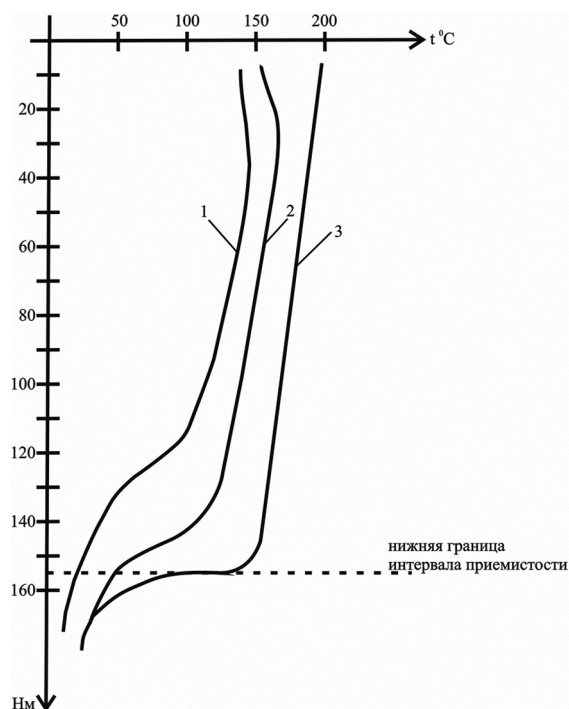


Рисунок 2 – Термограмма при закачке пара.
Время с начала прогрева, час: 1 – 1; 2 – 2; 3 – 4

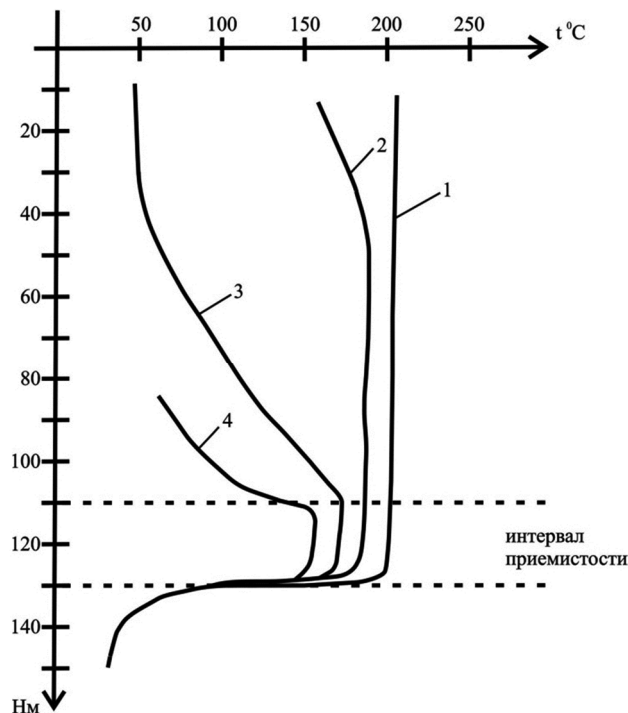


Рисунок 3 – Термограмма на выдержке.
Время на выдержке, час: 1 – 0; 2 – 1; 3 – 4; 4 – 10

Требования, предъявляемые к технологическому процессу.

Опробование и исследование скважин применяются на месторождениях СВН, продуктивные пласты которых залегают на глубинах до 300 метров и характеризуются следующими параметрами:

1. Проницаемость не менее 0,1 мкм².
2. Пористость не менее 18 %.
3. Битумонасыщенная толщина не менее 3 м.

Поисково-разведочные скважины, должны быть обсажены колонной диаметром не менее 168 мм. При меньшем диаметре могут возникнуть трудности с некоторыми видами исследований, связанные со спуском приборов в межтрубное пространство и сложности в выполнении гидродинамических расчетов при определении фильтрационно емкостных свойств призабойной и удаленной зон пласта, основанные на гидродинамических зависимостях для сечений 168 мм эксплуатационной колонны и 72 мм насосно-компрессорных труб (НКТ), а также запорной арматуры.

Опробование и исследование скважин осуществляется, как уже отмечалось ранее, на естественном режиме работы пласта и с паротепловой обработкой (ПТО) призабойной зоны (1–3 цикла обработки по согласованию с заказчиком) и зависит в большей степени от приемистости пласта.

ПТО производится закачкой теплоносителя по НКТ и закачкой воздуха – через межтрубное пространство между обсадной колонной и колонной НКТ для защиты обсадной колонны от влияния высокой температуры при закачке пара. В идеальном случае НКТ должны быть в теплоизолированном варианте.

Отбор продукции из скважины при создании депрессии на пласт производится в емкость механизированным способом. Параллельно в емкости производится суточный замер дебита.

Технические средства и материалы, необходимые для осуществления технологического процесса.

При опробовании и исследовании рекомендуется применять автономные, мобильные технические средства:

1. Для отбора продукции и создания депрессии это сваб, спуск (подъем) которого в скважину осуществляют с использованием буровой установки или подъемника, применяемых при подземном ремонте скважин, а также автономной подъемной лебедки. С этой целью также можно применять насосные установки, например, с полыми штангами или комплекс свабирования скважин (КСС-1) или длинноходовую установку с ленточные тяговым органом.

2. В качестве источника теплоносителя применяются передвижные парогенераторные установки производительностью не менее 1–4 т/час пара с температурой 250–300 °С и с рабочим давлением закачки не более горного.

3. Для закачки воздуха используются передвижные компрессорные установки производительностью не менее 7 м³/мин и рабочим давлением не более горного. Использование закачки воздуха можно избежать, применяя НКТ теплоизолированные, с минимальными потерями тепла на забое.



Для контроля параметров при опробовании применяются:

1. При исследовании на ЕР – термометры типа СТЛ-28, комплексный термометр-манометр ПДТ, исследовательская станция «АИСТ», а при ПТО – станция контроля температур СКТ-1, СКТ-2.

2. Давление в скважине на ЕР измеряется манометрами типа ПДМ-2, ПДТ, а при ПТО с помощью капиллярной трубки манометрами типа МТП; уровень жидкости может контролироваться станцией «АИСТ», а при ПТО – системой контроля уровня типа СКУ-2.

3. Недропользователям следует учесть, что приборы и оборудование с годами могут усовершенствоваться; появляются новые либо модификации имеющихся, либо более совершенные в части телемеханизации, автоматизации и радиодепортации. Этот процесс постоянен и неизбежен.

В техническом задании на исследование недропользователь (заказчик) должен указать подрядчику проведение мониторинга на все виды техники, оборудования, приборного парка на дату производства работ по исследованию.

В заключении следует отметить, что этап освоения и исследования продуктивных пластов залежей СВН присущ всем стадиям поисково-разведочных работ и является «гибкой» системой освоения скважин, необходимой при оценке, прежде всего, добычных возможностей пластов, начиная с ранних стадий освоения и до ввода месторождения (залежи) в разработку.

Литература:

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1988. – 343 с.

2. Пат. 2151862 РФ. Способ разработки залежей тяжёлых нефтей и природных битумов / Ю.В. Волков, М.И. Старшов, Н.Н. Ситников, Р.М. Абдулхайров, Ю.В. Ракутин, Г.А. Рейм, А.П. Михайлов; Региональный научно-технологический центр Урало-Поволжья (РНТЦ ВНИИнефть) – № 98120996; заяв. 16.11.1998; опубл. 27.06.2000, Бюл. № 18, 3 с.

3. РД 39-0147035-293-89. Инструкция по опробованию битумных скважин. Введ. 01.01.1989. – Б. : БКО ВНИИ, 1989. – 41 с.

4. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья.– М. : КУБК-а, 1997. – 313 с.

References:

1. Baibakov N.K., Garushev A.R. Thermal methods for the development of oil fields. – М. : Nedra, 1988. – 343 p.

2. Pat. 2151862 of the Russian Federation. Method of development of deposits of heavy oils and natural bitumen / Yu.V. Volkov, M.I. Starshov, N.N. Sitnikov, R.M. Abdulkhairov, Yu.V. Rakutin, G.A. Reim, A.P. Mikhailov; Regional Scientific and Technological Center of the Ural-Volga Region (RNTC VNIIneft) – No. 98120996; claiming. 16.11.1998; publ. 27.06.2000, Bul. № 18, 3 p.

3. Guidance document 39-0147035-293-89. Instruction for testing bituminous wells. Enter. 01.01.1989. – В. : ВКО ВНИИ, 1989. – 41 p.

4. Galeev R.G. Increase in the production of hard-to-recover hydrocarbon reserves. – М. : KUBK-a, 1997. – 313 p.