



ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В. Ш. Мухаметшин^{*1}, Р. Ф. Якупов¹, А. Ф. Гимаев¹, М. Р. Якупов²

¹Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Features of well hydrodynamic studies to increase the geological exploration status of hydrocarbon deposits

V. Sh. Mukhametshin^{*1}, R. F. Yakupov¹, A. F. Gimaev¹, M. R. Yakupov²

¹Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky), Russia

²Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

ABSTRACT

The article shows the results of planning and conducting hydrodynamic studies in producing wells analysis, which states that the pressure recovery curve (PRC) is an effective tool for solving problems of increasing the informativeness and knowledge of the reservoir energy state. The high degree of equipment with telemetry systems sensors (TSS) at the pump suction makes it possible to significantly increase the coverage of the field with estimates of reservoir parameters in the zones of drilling new wells. The depth sensors employment makes it possible to better succeed in reservoir pressure estimation and, as a result, eliminate an error in pressure recalculation. A large number of TSS sensors at producing wells allows us to digitalize the deposit, reduce losses in oil production by optimizing the research program and operational data using. The technology of express reservoir pressure estimation in the production and pressure analysis according to the data from the TSS sensor is considered in the article, which does not require a stop on the level recovery curve (LRC) or PRC, which thereby eliminates oil and liquid losses. This technique of reservoir pressure estimating allows to increase the coverage of research in fields with low-permeability reservoirs and in areas with high oil debits.

Keywords: hydrodynamic studies of wells; oil field development; pressure recovery curve; permeability; telemetry system sensor; digitalization; oil production; reservoir parameters.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Изучение геологических особенностей объектов разработки нефтяных месторождений имеет своей целью повышение эффективности выработки запасов на основе принятия обоснованных управляющих решений [1-5]. При этом важно знать характер и степень влияния геологических параметров залежей [6-11] и технологических показателей разработки [12-16] на процесс нефтеизвлечения. Причем необходимо иметь в виду, что тектонико-стратиграфическая приуроченность объектов добычи нефти обуславливает различное влияние этих параметров на величину коэффициента извлечения нефти [17-22]. Различен и набор значимых параметров [23-30], что требует дифференцированного подхода при анализе и регулировании процесса разработки залежей [31-35]. Все это определяет значимость точности определения параметров пластов и наличия необходимого объема проводимых исследований [36-41].

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)

являются наиболее информативным и востребованным методом определения параметров нефтяных пластов и занимают важное место в решении проблем информационного обеспечения разработки нефтяных месторождений.

Современные методы гидродинамических исследований скважин позволяют определить с высокой степенью достоверности пластовое давление и фильтрационные характеристики пласта на неустановившихся режимах течения.

В данной работе приведен обзор методов гидродинамических исследований в остановленных добывающих скважинах, отличающихся способом эксплуатации скважин и регистрации давления и динамического уровня. К этим методам относятся кривая восстановления уровня (КВУ) и кривая восстановления давления (КВД).

Кривая восстановления уровня – это метод ГДИС, особенность которого заключается в регистрации устьевых параметров скважины, таких как, затрубное давление и динамический уровень. В описываемом методе проводится пересчет данных параметров на забой скважины.

Этот метод исследования проводится в основном на скважинах, оборудованных штанговым глубинно-насосным оборудованием.

Однако, данный метод осложнен рядом факторов, снижающих информативность исследования. К ним относятся следующие основные недостатки:

- неопределённость в пересчёте и оценке давления, к ним можно отнести наличие пены в затрубном пространстве в случае низкой обводнённости скважины и высокого газосодержания, неоднозначность значения скорости звука;
- частые случаи отказа измерительного оборудования;
- негерметичность/неисправность устьевого оборудования;
- высокая степень зашумленности кривой давления в следствие влияния суточной температуры;
- длительное восстановление за счет эксплуатации скважин при давлении ниже давления насыщения;
- выход уровня на устье во время исследования, по причине избыточного забойного давления.

Проведение ГДИС методом КВД позволяет исключить данные проблемы, поскольку регистрация давления ведётся непосредственно на забое скважины, тем самым не допускается значительная ошибка при пересчёте давления.

Кривая восстановления давления – исследование в остановленной добывающей скважине с прямой регистрацией забойного давления. Характерной особенностью является измерение давления на глубине верхних отверстий, изучаемого объекта. Например, в случае эксплуатации скважины электроцентробежным насосом (ЭЦН), измерение забойного давления проводится при помощи телеметрических систем (ТМС). В случае фонтанирования скважины измерение забойного давления для целей ГДИС проводится при помощи спущенного глубинного манометра.

В сравнении с КВУ метод КВД имеет ряд преимуществ:

- регистрация прямого замера забойного давления и, как следствие, незначительный процент ошибки в пересчёте значения пластового давления на глубину верхних отверстий пласта;
- исключение ошибки в пересчёте и оценке давления при наличии пены и высокого содержания газа в исследуемой скважине;
- высокая оснащённость датчиками ТМС на приёме насоса, что позволяет значительно увеличить охват месторождения оценками параметров пласта в зонах бурения новых скважин;
- вследствие высокого охвата датчиками ТМС нет необходимости в установке дополнительного измерительного оборудования для проведения исследования.

Однако в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов выполнение ГДИС на неустановившихся режимах методом КВУ/КВД приводит к существенным потерям добычи нефти вследствие длительных остановок скважин. Это является одним из самых главных недостатков данного вида ГДИС.

Результаты интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, такие как текущее пластовое давление, коэффициент продуктивности, проводимость

пласта, скин-фактор, необходимы для повышения изученности фильтрационно-емкостных свойств.

Одним из таких исследований, применяемых на скважинах из добывающего фонда, является ГДИС методом кривой восстановления давления КВД. Основная задача интерпретации КВД заключается в определении энергетического состояния, неизвестных геометрических и фильтрационных параметров пласта на основе замера забойного давления и оценок параметров моделей.

В последнее десятилетие внедряется значительное количество телеметрических систем, позволяющих осуществлять помимо прочего мониторинг забойного давления в режиме реального времени.

Поэтому основной целью данной работы являлся анализ и обобщение опыта проведения ГДИС методом КВД на месторождениях Республики Башкортостан для повышения информативности исследований и геологической изученности залежей углеводородного сырья.

В рамках достижения цели исследования выделен ряд частных задач:

- анализ успешности исследований методом КВД и КВУ на месторождениях Башкортостана, оценка факторов, влияющих на успешность;
- разработка методов повышения эффективности ГДИС, организация проведения работ, планирование, мониторинг с использованием записи датчиков ТМС для регистрации кривой КВУ во время любой остановки скважины;
- развитие технологии исследований скважин, применение результатов КВД для целей анализа добычи и давления (АДД).

Одним из наиболее распространённых методов гидродинамических исследований скважин с целью уточнения пластового давления является проведение КВД. Основное преимущество регистрации динамики забойного давления перед устьевыми замерами – это исключение ошибки при расчёте давления на отметку ВДП, тем самым анализ измеренных данных с датчика ТМС предполагает достоверные результаты ГДИС [42].

Принципиальным отличием замера динамического уровня от прямого замера забойного давления является наличие глубинного датчика давления во втором случае и как следствие исключение ошибки в расчете давления. Это связано с тем, что при проведении КВУ существует значительная погрешность в пересчёте уровня и затрубного давления на глубину верхних отверстий объекта исследования (формула 1). Также одной из причин, которая может повлиять на качество результата, является недостоверное значения скорости звука (формула 2).

Расчет забойного давления в работающей механизированной скважине требует корректной оценки плотности смеси в затрубном пространстве. Основное влияние на плотность оказывает свободный газ, всплывающий по столбу жидкости и уменьшающий ее плотность. Наличие и количество газа определяется несколькими величинами, основными из которых являются: газовый фактор скважины, дебиты фаз, степень разгазирования пластовой нефти на приеме насоса, коэффициент сепарации.

Для учёта процесса перераспределения фаз после остановки скважины существует модифицированный итерационный алгоритм на основе корреляции Хасана-Кабира:

$$\frac{dP}{dH} = \rho_s g \sin \theta \quad (1)$$

Локальная плотность смеси рассчитывается по формуле: $\rho_s = \rho_o H_L + \rho_g(1 - H_L)$. Пренебрегая плотностью газа, получим: $\rho_s = \rho_o H_L$, откуда:

$$H_L = 1 - \frac{V_{sg}}{C_o V_{sg} + V'} \quad (2)$$

где $V_{sg} = Q_{gsc}/S$ – локальная приведенная скорость газа в затрубье, равная отношению локального дебита газа (приведенного к стандартным условиям) к локальной площади сечения потока; C_o – характеристическая константа профиля приведенных скоростей флюида; V' – характеристическая скорость всплытия пузырьков газа (зависит от режима течения).

Основными причинами неточного расчета являются наличие пены в затрубном пространстве в случае низкой обводнённости скважины и высокого газосодержания, которые могут привести до 50% ошибки в расчете давления.

ГДИС для целей проектирования и расчета параметров ГТМ

Проект пробной эксплуатации (ППЭ) месторождения (залежи) и дополнения к нему составляются и реализуются на стадии разведки с целью получения необходимой информации для уточнения геологического строения, добычных возможностей, выполнения подсчета запасов и подготовки месторождения к промышленному освоению.

При испытании вскрытых продуктивных пластов необходимо проведение работ по определению следующих начальных характеристик:

- пластового давления и температуры;
- положения донефтяных, газонефтяных и газодонных контактов;
- дебитов пластовых флюидов;
- продуктивных характеристик;
- геолого-физических характеристик пласта;
- состава и физико-химических свойств пластовых флюидов.

В проектно-техническом документе (ПТД) нефтегазового месторождения приводятся основные проектные решения, касаемые геологической и технической части разработки месторождения. В данном документе анализируются фильтрационные и емкостные свойства коллекторов месторождения по результатам гидродинамических исследований с приведением графического и табличного материала. Для новых месторождений, по которым составляются первые проектные документы, дополнительно даются сведения о результатах опробования и ГДИС разведочных скважин. На основании результатов гидродинамических исследований скважин дается характеристика продуктивности коллектора по данным ГДИС. Формулируются выводы по состоянию изученности пластов гидродинамическими методами.

На начальном этапе разработки месторождения целью ГДИС является определение параметров пласта, продуктивных характеристик и установление режима эксплуатации скважин. Подобные исследования проводятся после первого пуска скважины в эксплуатацию. В период разбуривания месторождения проводился необ-

ходимый комплекс геофизических и гидродинамических исследований, направленных на уточнение геологического строения, уточнение положения ВНК, нефтенасыщенных толщин пласта, характера распространения нефтенасыщенного коллектора.

Вместе с тем, существуют также текущие исследования, основной задачей которых является получение информации для анализа и контроля за разработкой месторождения. Скважины исследуются методом установленных и неустановившихся отборов с определением фильтрационно-ёмкостных свойств пластов, коэффициентов продуктивности скважин. Осуществляется замер пластового и забойного давлений, снятие кривых восстановления давления. Также, по скважинам производится отбор проб нефти и попутной воды с последующим химическим анализом. Если текущие исследования выявляют значительные изменения пластового давления и фильтрационных параметров объекта разработки, то обосновывается необходимость внесения корректировок в проектную документацию.

Геолого-технических мероприятий (ГТМ), проводимые на скважинах обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождения. Планирование и проведение ГТМ с целью повышения и поддержание целевых уровней добычи нефти и газа, подразумевает наличие информации о текущих пластовых и фильтрационных показателях объекта разработки. В большинстве случаев целесообразность проведения того или иного мероприятия устанавливается на основании результатов гидродинамических исследований скважин и пластов. Корректные и информативные результаты ГДИС позволяют достигнуть расчетную эффективность проводимых ГТМ, что выражается в улучшении основных технико-экономических показателей эксплуатации скважин.

Цифровизация ГДИС

Основной целью всех проводимых мероприятий на месторождении является повышение эффективности разработки.

С помощью современных технологий можно изучать месторождения на всех стадиях его разработки удаленно, это серьезно сокращает издержки, в том числе и за счет получения более точных данных. В свою очередь увеличение количества и качества динамических данных эксплуатации скважин позволяют получать больше информации о пласте. Происходит так называемая цифровизация месторождения. Целью цифровизации является реализация перспективных технологий в области исследования скважин и пластов для мониторинга разработки месторождений, сокращение потерь добычи нефти путём оптимизации исследовательской программы и использования данных эксплуатации.

Данный процесс в свою очередь затрагивает и гидродинамические исследования скважин. Проведение ГДИС в рамках цифровизации месторождения позволяет решить следующие задачи:

- сокращение и оптимизация времени проведения исследований;
- эффективное использование максимального объема накопленной информации.

Для достижения поставленных задач автоматизированы процессы исследований скважин и пластов для

мониторинга разработки месторождений, на примере одного из месторождений РБ. А именно выполнен ряд мероприятий:

- реализованы алгоритмы поиска потенциальных скважин для проведения ГДИС в режиме реального времени и алгоритмы оценки целесообразности проведения ГДИС;
- оптимизированы процессы проведения ГДИС за счёт оперативной корректировки длительности исследования;
- автоматизировать контроль проведения ГДИС.

На данный момент в периметре компании ООО «Башнефть-Добыча» происходит процесс апробации данной технологии.

Применение результатов КВД для целей АДД

В настоящее время идёт активное бурение скважин, как в новых зонах, так и уплотнение кустов, проводят геолого-технические мероприятия, например, гидравлический разрыв пласта (ГРП), зарезка боковых стволов (ЗБС) и усложняют заканчивание скважин (ГС с МГРП). В поддержку бурения новых зон необходимо проводить ГДИС для уточнения пластового давления и параметров пласта. Однако традиционные методики ГДИС при разработке не всегда применимы, так как низкопроницаемый коллектор для качественного исследования требует длительные остановки скважин, соответственно, большие потери, а вновь пробуренные скважины на такие сроки останавливать нерентабельно. В связи с этим в последнее время распространён новый метод, который является аналогом традиционных ГДИС. Данный метод называется анализ добычи и давления (АДД).

Данный метод исследования активно применяется для определения параметров пласта и заканчивания скважин, и при этом в отличие от «традиционных» ГДИС методом КВУ и КВД, для применения «малозатратных» ГДИС методом АДД не требуется остановка добывающей

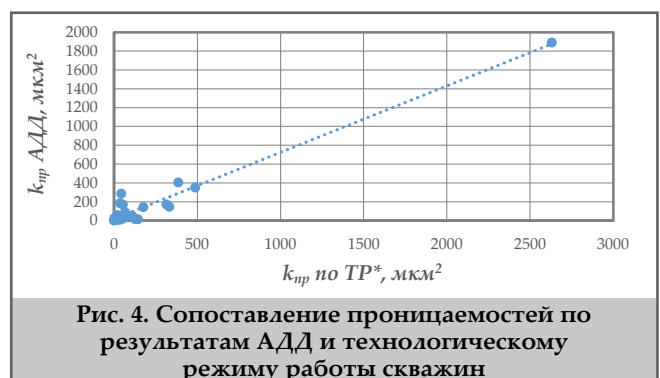
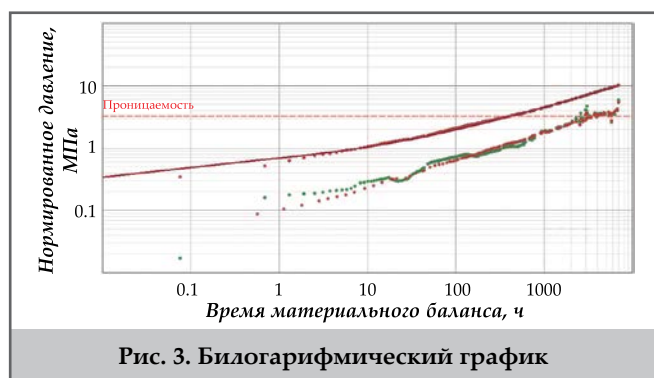
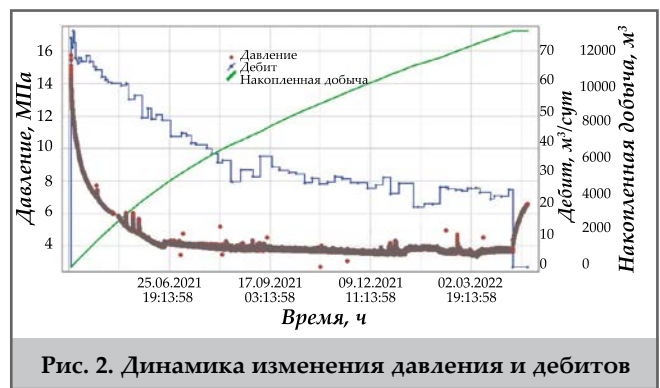
скважины и, следовательно, отсутствуют потери в добыче. В случае АДД влияние работы скважин окружения и влияние границ пласта не оказывают негативное влияние на результаты интерпретации исследования. Напротив, влияние граничных эффектов и работы скважин окружения позволяют уверенно диагностировать режим течения, оценивать зоны дренирования пласта и эффективность системы поддержания пластового давления [43, 44].

Для оценки пластового давления в новых разбуриваемых зонах (в основном касается краевых зон, где нет возможности провести традиционные виды ГДИС) предложены исследования методом «короткого» КВД. Суть данного вида исследования заключается в следующем: после запуска скважины в работу производится кратковременный отбор жидкости, не превышающий 1.5 объёмов ствола скважины (это делается для восстановления гидродинамической связи с пластом) и остановка на КВД на короткий период (3-5 сут). Основным критерием данного вида исследований является наличие работающего датчика ТМС. Метод позволяет оценить пластовое давление по кривой восстановления давления, а для оценки параметров пласта необходимо запустить скважину в работу и проводить ежедневное считывание данных по забойному давлению (ТМС) и дебитам на протяжении 3-5 месяцев с дальнейшей интерпретацией АДД.

Технология проведения преимущества и технологические ограничения короткого КВД приведены на рисунке 1.

Пример успешно проинтерпретированного ГДИС методом АДД на одной из скважин приведен на рисунке 2.

На данном графике отмечается непрерывная запись изменения давления, с высокой разрешающей способностью датчика ТМС и дискретностью, которая позволяет выполнить анализ дебита и давления с высокой достоверностью. Запись давления велась непрерывно с момента запуска скважины в работу, что является одним из главных факторов успешной интерпретации АДД. На рисунке 3 показан график производной в билогарифмических



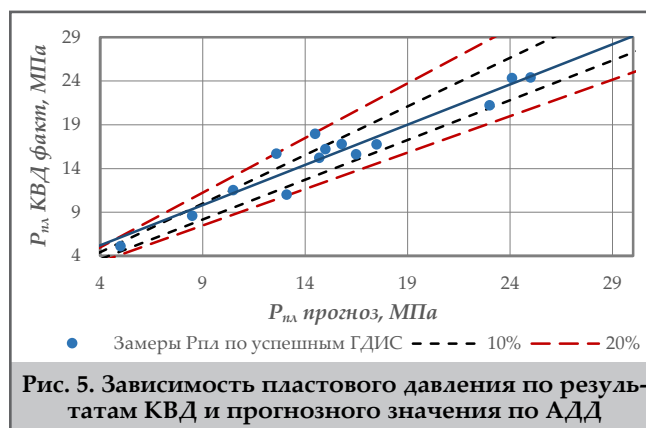
координатах, на котором определены режимы течения и фильтрационные параметры пласта.

За 2021 год было проанализировано и получена достоверная информация на 35 скважинах по результатам АДД. На 4 рисунке представлен анализ сопоставления проницаемостей, полученных по результатам АДД со значениями из текущего технологического режима работы скважин. За исключением 4 исследований АДД, результаты которых значительно выбиваются из общего тренда по причине низкой достоверности, наблюдается удовлетворительная сходимость между значениями проницаемости по АДД и по тех режиму.

Эффективность традиционных ГДИС в низкопроницаемых коллекторах снижается из-за низкой успешности и чрезмерной продолжительности, при которой, чаще всего, проявляется интерференция с соседними скважинами. Для решения данной проблемы была предложена технология экспресс оценки пластового давления при АДД без длительной остановки на КВУ/КВД. Таким методом можно охватить высокодебитные скважины и оценить параметры без потерь. Алгоритм экспресс-оценки $P_{пл}$:

- подбор скважин с успешным АДД (хорошее совмещение замеренных данных и модели);
- моделирование синтетического изменения $P_{заб}$ по фактическому $Q_{ж}$ и КВД;
- проведение КВД на рассматриваемой скважине с целью оценки $P_{пл}$;
- сравнение $P_{пл}$ по синтетической КВД и фактической КВД.

В 2021 г. в рамках программы ОПИ выполнено и про-



интерпретировано 14 остановок на КВД с целью оценки достоверности пластового давления по АДД с последующим прогнозом. Полученные результаты представлены на графике (рис. 5) в виде кросс-плота.

По графику сопоставления пластового давления можно сделать заключение, что результаты фактических КВД средней и хорошей достоверности показывают хорошую сходимость значений $P_{пл}$ с прогнозным пластовым давлением, полученным по АДД.

Внедрение данной методики оценки пластового давления позволит увеличить охват исследованиями на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами и в зонах с высокими дебитами.

Основным преимуществом данного метода является отсутствие потерь по добыче.

Выводы

В результате анализа особенностей планирования и проведения гидродинамических исследований в добывающих скважинах, проведённого в работе, можно сделать следующие выводы:

1. Анализ исследования методом КВД является эффективным инструментом для задач повышения информативности и изученности энергетического состояния пласта.
2. Высокая степень оснащённости датчиками ТМС на приёме насоса позволяет значительно увеличить охват месторождения оценками параметров пласта в зонах бурения новых скважин.
3. Применение глубинных датчиков позволяет повысить успешность в определении пластового давления и как следствие исключить ошибку в пересчёте давления.
4. Большое количество датчиков ТМС на добывающих скважинах позволяет провести цифровизацию месторождения, что позволяет сократить потери в добыче нефти путём оптимизации исследовательской программы и использования данных эксплуатации.
5. Рассмотрена технология экспресс-оценки $P_{пл}$ при АДД по данным с датчика ТМС, не требующая остановки на КВУ/КВД, что исключает потери по нефти. Данная методика оценки пластового давления позволяет увеличить охват исследованиями на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами и в зонах с высокими дебитами.

Литература

1. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. West Sussex, England: John Wiley and Sons.
2. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А., Столяров, В. Е. (2021). Актуальные вопросы и индикаторы цифровой трансформации нефтегазодобычи на заключительной стадии эксплуатации месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-13.
3. Тер-Саркисов, Р. М., Максимов, В. М., Басниев, К. С. и др. (2012). Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. *Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований*.
4. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е., и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
5. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.
6. Hou, L., Yu, Z., Luo, X., et al. (2021). Key geological factors controlling the estimated ultimate recovery of shale oil and gas: A case study of the Eagle Ford shale, Gulf Coast Basin, USA. *Petroleum Exploration and Development*, 48(3), 762-774.
7. McLachlan, G. J. (2004). Discriminant analysis and statistical pattern recognition. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
8. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М., (2021). Расширение круга льготимруемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
9. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
10. Hoang, L., Trinh, T. V., Trieu, T. H., Nguyen, Q. M., et al. (2021). Study and apply the advanced analysis algorithm to screen the optimal enhanced oil recovery solution for oil and gas fields in Viet Nam. *Journal of Mining and Earth Sciences*, 62(3a), 17-29.
11. Муслимов, Р. Х. (2005). Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. *Казань: ФЭН*.
12. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
13. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
14. Велиев, Н. А., Джамалбеков, М. А., Ибрагимов, Х. М., Гасанов, И. Р. (2021). О перспективах применения CO₂ для повышения нефтеотдачи на месторождениях Азербайджана. *SOCAR Proceedings*, 1, 83-89.
15. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113
16. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
17. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
18. Husein, N., Malyavko, E., Novikov, I., et al. (2021, November). Recovery improvement using geological, technical and operational factors of field development that influence the character of inflow profiles in horizontal laterals. SPE-204798-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.
19. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
20. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.
21. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамедиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
22. Шпуров, И. В., Захаренко, В. А., Фурсов, А. Я. (2015). Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НПП. *Недропользование XXI век*, 1(51), 12-19.
23. Лобусев, А. В., Лобусев, М. А., Назарова, Л. Н. (2016). Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения. *Москва: Недра-Бизнесцентр*.
24. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
25. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.
26. Шахвердиев, А. Х. (2017). Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 2, 58-63.
27. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.
28. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
29. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

30. Каневская, Р. Д. (1999). Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. *Москва: Недра-Бизнесцентр.*
31. Аббасов, А. А., Аббасов, Э. М., Исмаилов, Ш. З., Сулейманов, А. А. (2021). Оценка эффективности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.
32. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.
33. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.
34. Back, M. J., Kirk, G. (2012, September). An integrated portfolio management approach for more effective business planning. SPE-162748-MS. In: *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
35. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.
36. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
37. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнении залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331, 5, 140–146.
38. Миловидов, В. Д. (2015). Управление инновационным процессом: как эффективно использовать информацию. *Нефтяное хозяйство*, 6, 10-16.
39. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
40. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
41. Сулейманов, Б. А. (2022) Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: Институт Компьютерных Исследований.*
42. Асалузина, Г. Ф., Давлетбаев, А. Я., Абдуллин, Р. И. и др. (2021). Гидродинамические методы исследования скважин в рядной системе разработки на месторождении с низкопроницаемым коллектором. *Нефтегазовое дело*, 19(3), 49-58.
43. Сарапулова, В. В., Мухамедшин, Р. К., Давлетбаев, А. Я. (2016). Особенности прогнозирования предельного затрубного давления в добывающих скважинах при проведении гидродинамических исследований методом кривой восстановления давления / уровня. *Вестник Башкирского университета*, 21(4), 877-883.
44. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.

References

1. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons.*
2. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A., Stolyarov, V. E. (2021). Current issues and indicators of digital transformation of oil and gas production at the final stage of field operation. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-13.
3. Ter-Sarkisov, R. M., Maksimov, V. M., Basniev, K. S., et al. (2012). Geological and hydrothermodynamic modeling of oil and gas fields. *Izhevsk: Izhevsk Institute of Computer Research.*
4. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
5. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.
6. Hou, L., Yu, Z., Luo, X., et al. (2021). Key geological factors controlling the estimated ultimate recovery of shale oil and gas: A case study of the Eagle Ford shale, Gulf Coast Basin, USA. *Petroleum Exploration and Development*, 48(3), 762-774.
7. McLachlan, G. J. (2004). Discriminant analysis and statistical pattern recognition. *Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.*
8. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
9. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
10. Hoang, L., Trinh, T. V., Trieu, T. H., Nguyen, Q. M., et al. (2021). Study and apply the advanced analysis algorithm to screen the optimal enhanced oil recovery solution for oil and gas fields in Viet Nam. *Journal of Mining and Earth Sciences*, 62(3a), 17-29.
11. Muslimov, R. Kh. (2005). Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation. *Kazan: FEN Publ.*
12. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in western siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
13. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
14. Valiyev, N. A., Jamalbayov, M. A., Ibrahimov, Kh. M., Hasanov, I. R. (2021). On the prospects for the use of CO₂ to

enhance oil recovery in the fields of Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, 1, 83-89.

15. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

16. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

17. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

18. Husein, N., Malyavko, E., Novikov, I., et al. (2021, November). Recovery improvement using geological, technical and operational factors of field development that influence the character of inflow profiles in horizontal laterals. SPE-204798-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

19. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

20. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

21. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

22. Shpurov, I. V., Zakharenko, V. A., Fursov, A. Ya. (2015). A differentiated analysis of the degree of involvement and the depletion of stocks of jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Subsoil Using – XXI Century*, 1(51), 12-19.

23. Lobusev, A. V., Lobusev, M. A., Nazarova, L. N. (2016). Simulation of exploration and development of a virtual oil and gas field. *Moscow: Nedra-Business Center*.

24. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

25. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

26. Shakhverdiev, A. Kh. (2017). Some conceptual aspects of systematic optimization of oil field development. *Oil Industry*, 2, 58-63.

27. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize kin. *Oil. Gas. Novation's*, 4, 8-17.

28. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

29. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

30. Kanevskaya, R. D. (1999). Mathematical modeling of oil and gas field development using hydraulic fracturing. *Moscow: Nedra-Business Center*.

31. Abbasov, A. A., Abbasov, E. M., Ismayilov, Sh. Z., Suleymanov, A. A. (2021). Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.

32. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the west siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.

33. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.

34. Back, M. J., Kirk, G. (2012, September). An integrated portfolio management approach for more effective business planning. SPE-162748-MS. In: *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Society of Petroleum Engineers*.

35. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.

36. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

37. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(5), 140-146.

38. Milovidov, V. D. (2015). Management of innovations: how to effectively use the information. *Oil Industry*, 6, 10-16.

39. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

40. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

41. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: IKI*.

42. Asalkhuzina, G. F., Davletbaev, A. Ya., Abdullin, R. I., et al. (2021). Welltesting for a linear development system in low permeability formation. *Petroleum Engineering*, 19(3), 49-58.

43. Sarapulova, V. V., Mukhamedshin, R. K., Davletbaev, A. Y. (2016). Features of prediction the limit annulus pressure in the production wells during the pressure build-up test. *Bulletin of Bashkir University*, 21(4), 877-883.

44. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

Особенности проведения гидродинамических исследований скважин для повышения геологической изученности залежей углеводородного сырья

V. Ш. Мухаметшин¹, Р. Ф. Якупов¹, А. Ф. Гимаев¹, М. Р. Якупов²

¹Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Реферат

В статье в результате анализа особенностей планирования и проведения гидродинамических исследований в добывающих скважинах показано, что кривая восстановления давления (КВД) является эффективным инструментом для решения задач повышения информативности и изученности энергетического состояния пласта. Высокая степень оснащённости датчиками телеметрических систем (ТМС) на приёме насоса позволяет значительно увеличить охват месторождения оценками параметров пласта в зонах бурения новых скважин. Применение глубинных датчиков позволяет повысить успешность в определении пластового давления и как следствие исключить ошибку в пересчёте давления. Большое количество датчиков ТМС на добывающих скважинах позволяет провести цифровизацию месторождения, сократить потери в добычи нефти путём оптимизации исследовательской программы и использования данных эксплуатации. Рассмотрена технология экспресс-оценки пластового давления при анализе добычи и давления по данным с датчика ТМС, не требующая остановки на кривую восстановления уровня (КВУ) или КВД, что тем самым исключает потери по нефти и жидкости. Данная методика оценки пластового давления позволяет увеличить охват исследованиями на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами и в зонах с высокими дебитами нефти.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин; разработка нефтяных месторождений; кривая восстановления давления; проницаемость; датчик телеметрической системы; цифровизация; добыча нефти; параметры пласта.

Karbohidrogen yataqlarının geoloji öyrənilməsinin artırılması üçün quyuların hidrodinamik tədqiqatlarının aparılması xüsusiyyətləri

V. Ş. Muxamətşin¹, R. F. Yakupov¹, A. F. Qimayev¹, M. R. Yakupov²

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrskiy ş. filiali), Rusiya

²Kazan (Volqa) Federal Universiteti, Kazan, Rusiya

Xülasə

Məqalədə hasilat quyularında hidrodinamik tədqiqatların planlaşdırılması və aparılması xüsusiyyətlərinin təhlili nəticəsində təzyiqin bərpa əyrisi (TBƏ) informativliyinin artırılması və layın enerji vəziyyətinin öyrənilməsi məsələlərin həlli üçün təsirli bir vasitədir. Nasosun qəbulunda telemetrik sistemlərin (TMS) vericiləri olan yüksək dərəcəli avadanlıq yeni quyuların qazılması zonalarında lay parametrlərinin qiymətləri ilə yatağın əhatəsini əhəmiyyətli dərəcədə artırmağa imkan verir. Dərin vericilərin istifadəsi lay təzyiqinin təyin edilməsində müvəffəqiyyəti artırmağa və nəticədə təzyiqin yenidən hesablanmasında səhvləri aradan qaldırmağa imkan verir. Hasilat quyularında çoxlu sayda TMS vericiləri, tədqiqat proqramını optimallaşdırmaqla və əməliyyat məlumatlarından istifadə etməklə yatağı rəqəmləşdirməyə, neft hasilatında itkiləri azaltmağa imkan verir. TMS vericisinin məlumatlarına əsasən hasilatın və təzyiqin təhlili zamanı lay təzyiqinin ekspress qiymətləndirilməsi texnologiyası nəzərdən keçirilir ki, bu da səviyyənin bərpa əyrisinə (SBƏ) və ya (TBƏ) dayanmasını tələb etmir, bu da neft və maye itkilərini aradan qaldırır. Lay təzyiqinin qiymətləndirilməsinin bu metodikası aşağı keçirici kollektorları olan yataqlarda və yüksək neft debiti olan ərazilərdə tədqiqat əhatəsini artırmağa imkan verir.

Açar sözlər: quyuların hidrodinamik tədqiqatları; neft yataqlarının işlənməsi; təzyiqin bərpa əyrisi; keçiricilik; telemetrik sisteminin vericisi; rəqəmsallaşdırma; neft hasilatı; lay parametrləri.