

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.  
ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Выявления зон вторичного газонакопления и заколонных перетоков  
на примере скважин Степновского ПХГ»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

геологического факультета

Синицына Дениса Владимировича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2026

**Введение.** Эксплуатация подземных хранилищ газа (ПХГ) в условиях циклических закачек и отборов сопровождается значительными термоупругими и геодинамическими нагрузками на конструкцию скважин. Повторяющиеся перепады давления и температуры приводят к усадке цементного камня, формированию микрозоров и развитию каналов миграции флюидов в заколонном пространстве. Вторичное газонакопление и скрытые межколонные перетоки на начальных и средних стадиях не сопровождаются ростом межколонного давления, что создает риски потери товарного газа, загрязнения пресноводных горизонтов и аварийной разгерметизации ствола. Традиционный мониторинг, основанный преимущественно на контроле устьевых и затрубных давлений, не позволяет своевременно выявлять статические зоны газонакопления. В связи с этим возрастает роль комплексных геофизических исследований скважин (ГИС), способных дифференцировать литологические эффекты, активные гидродинамические перетоки и стационарное вторичное газонакопление.

Цель работы – изучить применение комплекса методов ГИС для выявления зон вторичного газонакопления и оценки рисков межколонных перетоков в условиях циклической эксплуатации ПХГ. Для достижения цели решены следующие задачи:

1. Рассмотреть геолого-геофизические условия района работ.
2. Ознакомиться с методикой определения миграции флюидов в заколонном пространстве.
3. Проанализировать результаты проведенных геофизических исследований на скважине № 185 Степновского ПХГ.

Работа состоит из следующих разделов: 1. Геолого-геофизическая характеристика месторождения, 2. Методика определения миграции флюидов в заколонном пространстве, 3. Результаты

**Основное содержание работы. Первый раздел Геолого-геофизическая характеристика месторождения.** Степновское подземное хранилище газа (СПХГ) расположено на равнинной левобережной части р. Волги, в 55 км к юго-востоку от г. Энгельса по воздушной прямой, а в административном отношении – в пределах Советского района Саратовской области.

Разрез Степновского месторождения сложен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской эратемы, юрской и меловой систем мезозойской эратемы, неогеновой и четвертичной систем кайнозойской эратемы.

В результате проведенных работ на Степновском месторождении была выявлена промышленная нефтегазоносность отложений эйфельского и живетского ярусов среднего девона, заволжского, малевского и бобриковского горизонтов нижнего карбона.

Промышленная продуктивность в отложениях живетского яруса связана с воробьевским и ардатовским горизонтами. Кроме того, был получен приток газа из мосоловского горизонта.

В период эксплуатации Степновского месторождения продуктивными являлись следующие отложения:

– три газоконденсатных залежи в бобриковском, малевском, заволжском горизонтах нижнего карбона и мосоловском горизонте среднего девона;

– четыре нефтегазоконденсатные залежи в ардатовском и воробьевском горизонтах среднего девона.

Учитывая то, что в настоящее время все залежи в пределах Степновского месторождения обеднены, ранее продуктивные горизонты используются для хранения газа.

**Второй раздел «Методика определения миграции флюидов в заколонном пространстве».** Эксплуатация скважин ПХГ осуществляется в циклическом режиме, характеризующемся регулярными закачками газа в

летний период и отборами в зимний. Каждый цикл сопровождается значительными изменениями термобарических условий: перепады пластового и затрубного давления достигают 10–15 МПа, а температурные колебания в призабойной зоне — 15–30 °С. Для конструкции скважины такой режим эквивалентен многократному «стресс-тесту», приводящему к накоплению усталостных повреждений в материале обсадных колонн и цементном камне.

Ключевым фактором нарушения герметичности заколонного пространства является различие физико-механических свойств конструкционных материалов:

- Сталь обсадной колонны обладает высоким модулем упругости ( $E \approx 2,1 \cdot 10^5$  МПа) и коэффициентом линейного расширения  $\alpha \approx 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ;
- Цементный камень характеризуется хрупкостью, низкой прочностью на растяжение ( $\sigma_r \approx 3\text{--}5$  МПа) и  $\alpha \approx 1,0 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ;
- Горная порода имеет переменные упругие параметры в зависимости от литологии и степени трещиноватости.

При циклических изменениях температуры и давления материалы деформируются с разной интенсивностью, что приводит к возникновению сдвиговых и растягивающих напряжений на границах «колонна–цемент» и «цемент–порода». В результате формируются микрозазоры шириной 0,01–0,1 мм по контакту с колонной; радиальные и продольные микротрещины в теле цементного камня; локальные зоны отслоения цемента от породы.

Первоначально эти дефекты не проявляются в данных мониторинга МКД, однако создают готовую сеть каналов для последующей миграции флюидов.

Вторичное газонакопление — процесс проникновения газа из продуктивного горизонта (или соседних пластов) в заколонное пространство и его аккумуляция в зонах пониженной проницаемости, кавернах или участках с нарушенным сцеплением цементного камня.

На начальных и средних стадиях развития процесс носит латентный (скрытый) характер. Объём поступившего газа не вызывает роста МКД. В этой фазе скважина формально соответствует требованиям по герметичности (МКД в пределах допустимого), однако геофизические методы уже фиксируют аномалии, свидетельствующие о наличии газа за колонной.

По мере накопления газа и продолжения циклических нагрузок микродефекты эволюционируют в макроскопические каналы. Давление в затрубе начинает демонстрировать устойчивый рост после стравливания, что классифицируется как активный межколонный переток

Однозначная диагностика латентного газонакопления невозможна при использовании изолированных методов, поскольку каждый метод регистрирует лишь один физический параметр и подвержен влиянию помех. Только совместный анализ данных, основанный на различной физической природе отклика методов, позволяет последовательно ответить на ключевые вопросы диагностики, касающиеся наличия и идентификации флюида за колонной.

Задачи, поставленные в условиях циклической эксплуатации ПХГ перед комплексом ГИС, включают в себя:

1. Выявление признаков вторичного газонакопления в заколонном пространстве. Решается совместным применением нейтронного гамма-каротажа (НГК) и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК);
2. Оценка качества цементирования и выявление каналов миграции. Решается методом акустической цементометрии (АКЦ) в сочетании со скважинной термометрией.

Для решения поставленных задач в период сентябрь–декабрь был применён многокомпонентный комплекс ГИС-контроль. При этом данные контроля насыщения пластов-коллекторов и положения ГВК, получаемые в рамках регламентных работ ПХГ, использованы как верификационная база интерпретации.

В частности, показания НГК и ИННК в призабойной зоне сопоставлялись с эталонными значениями для продуктивных горизонтов, что позволило исключить влияние пластового флюида на диагностику аномалий за колонной. Динамика ГВК (смещение с 2107,8 м до 2099,7 м) учтена как фактор, формирующий циклические гидродинамические нагрузки на цементное кольцо, но не являлся самостоятельным объектом изучения.

Диагностика состояния заколонного пространства и выявление зон вторичного газонакопления базируются на различии физико-химических свойств флюидов и горных пород. Каждый геофизический метод реагирует на определённый параметр среды, что при правильном комплексировании позволяет однозначно идентифицировать тип флюида, оценить его подвижность и локализовать пути миграции.

Регламентные работы в наблюдательных (геофизических, пьезометрических) и действующих скважинах в сезон закачки и отбора, в нейтральный период обеспечивают получение параметров, необходимых для принятия решений о проведении геолого-технологических мероприятий, направленных на выполнение проектных решений [5].

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) как метод основан на регистрации гамма-квантов, возникающих при радиационном захвате тепловых нейтронов ядрами атомов среды. Быстрые нейтроны от стационарного источника (например,  $^{241}\text{Am-Be}$ ) замедляются преимущественно при упругих столкновениях с ядрами водорода, масса которых сопоставима с массой нейтрона. После термализации нейтроны захватываются ядрами (H, Cl, Si, Ca, Fe), сопровождающимся испусканием характеристического  $\gamma$ -излучения, регистрируемого сцинтилляционным детектором. Водородный индекс (ИВ) газа составляет 0,1–0,2, тогда как для воды  $\text{ИВ} \approx 0,9\text{--}1,0$ , для цементного камня  $\approx 0,4\text{--}0,6$ . При замещении воды газом интенсивность замедления нейтронов снижается, нейтроны проникают глубже, а вероятность их захвата вблизи детектора падает. В результате интенсивность регистрируемого  $\gamma$ -

излучения снижается, что на диаграммах проявляется как локальный провал кривой или смещение значений в область меньших условных единиц.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), в отличие от стационарного НГК, использует импульсный источник нейтронов (обычно на основе генератора 14 МэВ) и регистрирует не мгновенную интенсивность, а время затухания потока тепловых нейтронов ( $\tau$ ) или макроскопическое сечение захвата ( $\Sigma$ ). Замер осуществляется в режиме «время-пролёт»: после каждого импульса фиксируется экспоненциальный спад нейтронного потока, скорость которого определяется составом среды.

Газ не содержит хлора и обладает низким макроскопическим сечением захвата, поэтому нейтроны живут в среде дольше:  $\tau > 300\text{--}350$  мкс. Минерализованная пластовая вода (с высоким содержанием Cl) резко сокращает время жизни нейтронов до 150–220 мкс. Цементный камень и пресная вода занимают промежуточное положение ( $\tau \approx 220\text{--}280$  мкс).

Скважинная термометрия основана на регистрации распределения температуры по стволу скважины с помощью высокочувствительных терморезисторов или оптоволоконных датчиков (DTS). Тепловое поле формируется под влиянием геотермического градиента, теплофизических свойств пород и гидродинамических процессов. Метод не даёт количественной оценки насыщенности, но эффективно локализует интервалы с нарушением сплошности цементного камня.

Акустическая цементометрия (АКЦ) и мониторинг межколонного давления основаны на излучении акустических импульсов в стенку скважины и регистрации амплитуды первой проходящей волны (волны в колонне) и коэффициента затухания. При качественном сцеплении цементного камня с колонной акустическая энергия эффективно передаётся в окружающую среду, что приводит к высокой степени затухания и низкой амплитуде регистрируемого сигнала. При отсутствии контакта (микрозазор, газ, разгазированный раствор) волна распространяется преимущественно по металлу, затухание падает, амплитуда растёт.

Контроль межколонного давления является прямым гидродинамическим индикатором герметичности. Стабильное или нулевое МКД после стравливания свидетельствует об отсутствии активных перетоков. Рост давления, превышающий допустимые нормы, классифицируется как активная миграция. При этом МКД не фиксирует латентное газонакопление, когда объём газа компенсируется сжатием флюидов или диффузией в цементную матрицу.

Ни один из рассмотренных методов не обеспечивает однозначной диагностики состояния заколонного пространства в отрыве от других. Применение изолированных методов не обеспечивает однозначной диагностики состояния заколонного пространства из-за наложения литологических, технологических и аппаратных помех.

Физическая природа их отклика различна, что формирует матрицу взаимной проверки интерпретационных гипотез. Комплексное применение методов позволяет последовательно решать задачи локализации потенциальных путей, идентификации и оценки подвижности флюида.

Комплексирование методов реализует принцип взаимной верификации, при котором интерпретационные ограничения одного инструмента компенсируются возможностями другого. НГК выявляет аномалии водородного индекса за колонной, но не идентифицирует фазу флюида; эту неоднозначность устраняет ИННК, дифференцирующий газ и воду по времени захвата нейтронов. Термометрия дополняет картину, оценивая гидродинамическую активность выявленных зон (латентное накопление или активная фильтрация), тогда как АКЦ подтверждает наличие физических путей миграции через контроль контакта «цемент–колонна». Мониторинг МКД и барометрические данные выступают интегральным гидродинамическим контролем, позволяя количественно оценить риск перехода статических аномалий в активные межколонные перетоки.

**Раздел третий «Результаты».** Объектом выступила эксплуатационная скважина № 185 Степновского подземного хранилища газа, введённая в цикл закачки/отбора в 1985 году. Конструкция скважины включает кондуктор 324 мм (башмак 425,3 м), техническую колонну 245 мм (башмак 1009,7 м) и эксплуатационную колонну 168 мм с перфорацией в интервале 2083,0–2107,0 м (пласт-коллектор D2V). Глубина спуска НКТ составляет 2105,1 м.

Скважина № 185 Степновского ПХГ эксплуатационного фонда была исследована комплексом ГИС-контроль в сентябре. Остановка прибора ДИНА-РК была отмечена на глубине 2112.1м.

Пласт-коллектор D2V в интервалах глубин: 2083.0-2083.6м – слабогазонасыщенный; 2083.6-2100.0м – газонасыщенный; 2100.0-2105.0м – слабогазонасыщенный; 2105.0-2105.7м – имеет нейтронные характеристики, соответствующие смешанному насыщению; 2105.7-2111.8м – водоносный; 2110.9-2115.6м – не исследован ГИС.

По данным НГК пласт-коллектор D2IVa в интервалах глубин: 2029.0-2029.8м – слабогазонасыщенный; 2029.8-2033.2м – газонасыщенный; 2033.2-2033.8м – газом не насыщается; 2033.8-2034.9, 2036.9-2038.0м – слабогазонасыщенный.

По временным замерам НГК и ИННК в интервале глубин 2090.6-2097.7м отмечаются высокие показания НГК и низкие показания  $\tau$ , что свидетельствует о насыщенности газом только прискважинной зоны пласта. Замер ИННК не проводился, в связи с чем сделать вывод о насыщении дальней зоны пласта на момент проведения ГИС не представлялось возможным.

По данным НГК в интервале глубин 3.6-5.4м отмечается повышение показаний нейтронных характеристик относительно фонового замера, возможно связанное с приустьевой зоной загазованности заколонного пространства или осушкой заколонного пространства.

По временным замерам НГК в разные годы в интервалах глубин 1326.0-1815.0, 1909.0-2083.0 м отмечалось снижение показаний нейтронных характеристик, что объяснялось перетоками пластовой воды по заколонному пространству из водоносных коллекторов бобриковского и тимано-пашийского горизонтов.

Во время капитального ремонта скважины ранее были проведены работы по ликвидации перетока флюида из тимано-пашийских отложений. В дальнейшем вышеуказанные перетоки были устранены. По замеру термометрии отмечалась отрицательная аномалия теплового поля в интервале коллектора D2IVa и D2vb, что, вероятнее, всего отражало наличие каналов в цементном камне в интервалах глубин 2014.0-2050.0 и 2060.0-2083.0м, которые образовались в процессе отбора газа.

Позднее по данным термометрии в интервале глубин 1909.0-2083.0м отмечалось изменение теплового поля, обусловленное нестабильностью процессов, протекающих в зоне плохого сцепления цемента с колонной (по данным АКЦ - чередование отсутствия и частичного).

В последующем также в вышеуказанном интервале отмечалось искажение теплового поля, характерное для канала в цементном камне.

По данным НГК в интервалах глубин 1966.4-2072.5 и 2039.9-2072.7м отмечается увеличение показаний нейтронных характеристик относительно фонового замера, характерное для загазованности заколонного пространства (скопление газа в интервалах плохого контакта цемент-колонна).

Из-за отсутствия полного комплекса исследований не был сделан точный вывод о причинах увеличения показаний нейтронных характеристик.

Зоны вторичного газонакопления в разрезе скважины над продуктивными горизонтами не были отмечены.

По данным НГК уровень жидкости в стволе скважины отмечается на глубине 2106.1м.

По данным акустической цементометрии (АКЦ, ФКД) выявлено, что в интервале 2.8-2129.7м (мощность 2126.9м) сцепление цементного камня с колонной характеризуется как: отсутствие (в т.ч. отсутствие с частичным)–1150.0м (54.07%), частичное (в т.ч. частичное с отсутствием и частичное со сплошным)–334.5м (15.73%), сплошное–612.2м (28.78%), не определено–30.2м (1.42%).

По данным НГК:

- в интервале глубин 2.8-5.4м отмечается повышение показаний нейтронных характеристик относительно фонового замера, возможно связанное с приустьевой зоной загазованности за- колонного пространства или осушкой заколонного пространства.

- в настоящий момент по данным НГК в интервале глубин 1966.4-2072.7м отмечается увеличение показаний нейтронных характеристик относительно фонового замера, характерное для загазованности заколонного пространства (скопление газа в каналах и трещинах цемент-ого камня в интервалах плохого контакта «цемент- колонна»).

По данным термометрии:

- в интервале глубин 1981.0-2060.1м отмечается выполаживание термограммы, связанное с наличием канала в цементном камне (по данным АКЦ плохой контакт «цемент-колонна»), что отражено на рисунке 6;

- отрицательная аномалия напротив вскрытого перфорацией пласта D2V в интервале 2083.0-2107.0м связана с проявлением коллектора, что отражено на рисунке 6;

- температурные изменения в скважине (вне указанных выше интервалов) обусловлены литологическим строением разреза,

конструктивными особенностями скважины, а также характером заполнения скважины и заколонного пространства, движение флюидов по заколонному пространству не отмечается;

- скважина заполнена минерализованным раствором до устья.